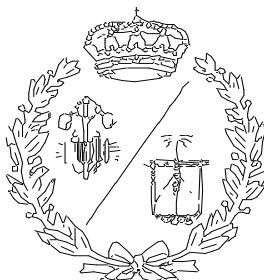


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**



***Trabajo Fin de Grado***

**METODOLOGÍA DE ESTUDIO PARA LA  
REPOTENCIACIÓN, APLICACIÓN AL PARQUE  
EÓLICO CAÑONERAS I (SOBA, CANTABRIA)**

**Methodology of study for the repowering,  
application to the wind farm Cañoneras I (Soba,  
Cantabria)**

**Para acceder al Título de**

**GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Autor: Jorge González Iglesias**

**Julio - 2019**

# ÍNDICE GENERAL

<b>DOCUMENTO I. MEMORIA .....</b>	<b>5</b>
<b>1. OBJETO .....</b>	<b>6</b>
<b>1.1. ALCANCE.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2. CONTEXTO .....</b>	<b>7</b>
1.2.1. NACIONAL .....	7
1.2.2. INTERNACIONAL .....	8
1.2.3. ANTECEDENTES.....	9
1.2.4. ACTUALIDAD Y PERSPECTIVAS DE LA EÓLICA EN ESPAÑA .....	11
1.2.5. LA EÓLICA EN CANTABRIA.....	12
<b>1.3. VENTAJAS DE LA REPOTENCIACIÓN.....</b>	<b>13</b>
<b>1.4. ANÁLISIS Y REQUISITOS DE DISEÑO .....</b>	<b>14</b>
<b>2. METODOLOGÍA PARA LA REPOTENCIACIÓN.....</b>	<b>16</b>
<b>2.1. EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL Y REPOTENCIACIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2. BASES PARA LA REPOTENCIACIÓN .....</b>	<b>20</b>
2.2.1. ENTORNO REGULATORIO .....	20
2.2.2. CARACTERÍSTICAS Y LOCALIZACIÓN DEL PARQUE .....	21
2.2.3. TIPO DE AEROGENERADOR, POTENCIA Y ENERGÍA PRODUCIDA .....	21
2.2.4. FINANCIACIÓN.....	23
<b>2.3. REUTILIZACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS.....</b>	<b>23</b>
2.3.1. RED DE BAJA/MEDIA TENSIÓN (BT/MT).....	23
2.3.2. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA MEDIA/ALTA TENSIÓN (MT/AT).....	24
2.3.3. RED ELÉCTRICA HASTA EL PUNTO DE ACOMETIDA.....	25
2.3.4. PERSPECTIVAS DE LA REPOTENCIACIÓN .....	25
<b>3. METODOLOGÍA GENÉRICA.....</b>	<b>26</b>
<b>3.1. INTRODUCCIÓN A LOS FACTORES DE LA REPOTENCIACIÓN.....</b>	<b>26</b>
<b>3.2. DATOS DE PARTIDA NECESARIOS PARA EL ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE LOS AEROGENERADORES .....</b>	<b>27</b>
3.2.1. RECURSO EÓLICO .....	28
3.2.2. CLASE DE VIENTO .....	28
3.2.3. ENERGÍA PRODUCIDA .....	29
3.2.4. COLOCACIÓN PRELIMINAR DE AEROGENERADORES .....	29
3.2.5. ANÁLISIS FINANCIERO.....	31
3.2.5.1. <i>Inversión inicial</i> .....	33
3.2.5.2. <i>Precio de venta de la energía eólica</i> .....	33
3.2.5.3. <i>Costes de operación y mantenimiento</i> .....	34
3.2.5.4. <i>Otros costes asociados</i> .....	35
<b>3.3. REPOTENCIACIÓN ÓPTIMA EN FUNCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR .....</b>	<b>36</b>

<b>3.4. RED DE MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>38</b>
3.4.1. CELDAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	38
3.4.2. TENSIÓN ASIGNADA DE LA RED.....	40
3.4.3. CÁLCULO DE INTENSIDADES NOMINALES .....	41
3.4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.....	41
3.4.5. ELECCIÓN DE LA SECCIÓN .....	42
3.4.6. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN .....	43
<b>3.5. CONEXIONADO DE TRAFOS EN PARALELO.....</b>	<b>45</b>
<b>3.6. PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE AT .....</b>	<b>48</b>
<b>4. APLICACIÓN PRÁCTICA: PARQUE CAÑONERAS I.....</b>	<b>52</b>
4.1. JUSTIFICACIÓN DE LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE .....	52
4.2. ESTUDIO DEL PARQUE ACTUAL.....	52
4.2.1. CARACTERÍSTICAS .....	52
4.2.2. ROSA DE LOS VIENTOS .....	53
4.2.3. ENERGÍA PRODUCIDA .....	54
4.2.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL AEROGENERADOR ACTUAL (G52/850) .....	56
<b>4.3. SELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE .....</b>	<b>60</b>
<b>4.4. ESTUDIO TÉCNICO DE LOS AEROGENERADORES SELECCIONADOS.....</b>	<b>62</b>
<b>4.5. EJEMPLO DE ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN PARA EL MODELO SG 2,6 – 114 .....</b>	<b>63</b>
<b>4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN DEL RESTO DE AEROGENERADORES SELECCIONADOS.....</b>	<b>68</b>
<b>4.7. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR A INSTALAR.....</b>	<b>74</b>
<b>4.8. COLOCACIÓN DE LOS AEROGENERADORES REPOTENCIADOS EN EL EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>74</b>
<b>4.9. DIMENSIONAMIENTO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>75</b>
4.9.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE LOS AEROGENERADORES .....	75
4.9.2. CELDAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	76
4.9.3. TIPO DE CABLEADO DE LA RED DE M.T .....	78
4.9.4. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	79
4.9.5. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN .....	81
<b>5. SUBESTACIÓN MT/AT .....</b>	<b>83</b>
<b>5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS ASOCIADAS A LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....</b>	<b>83</b>
5.1.1. COMPARATIVA ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS .....	83
5.1.1.1. <i>Sustitución del transformador actual .....</i>	<i>83</i>
5.1.1.2. <i>Colocación de una nueva posición con transformadores en paralelo.....</i>	<i>84</i>
5.1.2. <i>Resultados análisis económico referente a la subestación .....</i>	<i>85</i>

<b>5.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE CAÑONERAS.....</b>	<b>85</b>
5.2.1. EDIFICIO INTERIOR DE LA SUBESTACIÓN .....	86
5.2.2. CONFIGURACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN .....	87
5.2.2.1. Posiciones de línea de 55 kV.....	87
5.2.2.2. Posiciones de barras 55 kV .....	88
5.2.2.3. Posición de transformadores 55/20 kV .....	88
5.2.2.4. Posiciones de Media Tensión 20 kV .....	88
5.2.3. DISPOSICIÓN DEL PARQUE DE 55 kV .....	90
5.2.4. TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	91
5.2.5. SERVICIOS AUXILIARES.....	95
5.2.5.1. Cuadro de C.A.....	95
5.2.5.2. Cuadro de C.C.....	95
5.2.5.3. Transformador de servicios auxiliares.....	96
5.2.6. CELDAS DE M.T .....	97
5.2.7. APARAMENTA DE LA LÍNEA DE 55 kV .....	98
5.2.7.1. Seccionador 55kV.....	98
5.2.7.2. Interruptor tripolar de 55 kV .....	99
5.2.7.3. Transformadores de Medida (TT y TI) .....	100
5.2.7.4. Autoválvulas 55kV .....	101
5.2.8. EMBARRADOS Y CABLES DE POTENCIA .....	102
<b>6. LÍNEA DE ALTA TENSIÓN .....</b>	<b>103</b>
<b>6.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA ACTUAL.....</b>	<b>103</b>
6.1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.....	103
6.1.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR .....	104
6.1.3. DENSIDAD DE CORRIENTE E INTENSIDAD MÁXIMA .....	104
6.1.4. RESISTENCIA DE LA RED .....	105
6.1.5. INDUCTANCIA DE LA RED.....	106
6.1.6. POTENCIA MÁXIMA TRANSPORTADA.....	107
6.1.6.1. Potencia máxima en función de la intensidad máxima .....	107
6.1.6.2. Potencia máxima en función de la caída de tensión máxima .....	107
6.1.7. CAÍDA DE TENSIÓN .....	108
6.1.8. PÉRDIDAS DE LA LÍNEA .....	109
<b>6.2. ANÁLISIS DE LA RED ACTUAL EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA .....</b>	<b>110</b>
<b>6.3. ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES PARA REPOTENCIAR LA LÍNEA .....</b>	<b>111</b>
6.3.1. SUSTITUCIÓN POR CONDUCTOR DE ALTA TEMPERATURA.....	111
6.3.2. SUSTITUCIÓN POR CONDUCTOR AAAC.....	113
6.3.3. CAMBIO DE LÍNEA SIMPLE A DÚPLEX .....	115
6.3.4. SUSTITUCIÓN POR CONDUCTOR ACSR DE MAYOR SECCIÓN .....	117
6.3.5. SUSTITUCIÓN POR CONDUCTOR ACSR DE MENOR SECCIÓN .....	119
6.3.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA LÍNEA DE AT .....	120
<b>7. DATOS A CONSIDERAR .....</b>	<b>122</b>
<b>DOCUMENTO II. ANEXOS.....</b>	<b>123</b>
<b>ANEXO I. CÁLCULO DE INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO: MÉTODO P.U .....</b>	<b>124</b>

---

<b>1. REACTANCIAS POR UNIDAD .....</b>	<b>125</b>
<b>2. REACTANCIAS DE LÍNEA.....</b>	<b>126</b>
<b>3. REACTANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES .....</b>	<b>126</b>
3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA 1 .....	126
3.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA 2.....	126
3.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	127
<b>4. DIAGRAMA UNIFILAR DE IMPEDANCIAS EQUIVALENTE .....</b>	<b>127</b>
<b>5. IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITO .....</b>	<b>128</b>
<b>6. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO.....</b>	<b>128</b>
<b>7. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE PICO .....</b>	<b>129</b>
<b>DOCUMENTO III. PLANOS.....</b>	<b>131</b>
<b>PLANO 01. PARQUE EÓLICO CAÑONERAS I ACTUAL.....</b>	<b>132</b>
<b>PLANO 02. PARQUE EÓLICO CAÑONERAS I - UBICACIÓN ACTUAL DE LOS AEROGENERADORES .....</b>	<b>133</b>
<b>PLANO 03. PARQUE CAÑONERA I REPOTENCIADO - UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....</b>	<b>134</b>
<b>PLANO 04. PARQUE CAÑONERAS I REPOTENCIADO - RED DE MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>135</b>
<b>PLANO 05. SUBESTACIÓN ACTUAL CAÑONERAS I .....</b>	<b>136</b>
<b>PLANO 06. SUBESTACIÓN AMPLIADA CAÑONERAS I - PLANTA.....</b>	<b>137</b>
<b>PLANO 07. SUBESTACIÓN AMPLIADA CAÑONERAS I - PERFIL.....</b>	<b>138</b>
<b>PLANO 08. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN AMPLIADA CAÑONERAS I.....</b>	<b>139</b>
<b>DOCUMENTO IV. MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....</b>	<b>140</b>
<b>1. MEDICIONES .....</b>	<b>141</b>
1.1. COSTE AEROGENERADOR .....	141
1.2. OBRA ELECTROMECAÁNICA .....	141
1.3. OBRA CIVIL .....	142
1.4. PUESTA EN MARCHA.....	141
1.5. GESTIÓN DE RESIDUOS.....	141
<b>2. RESUMEN PRESUPUESTO DE LA REPOTENCIACIÓN .....</b>	<b>143</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>144</b>

---

## *DOCUMENTO I. MEMORIA*

---

## **1. OBJETO**

El objeto del presente proyecto es la realización detallada de una metodología de aplicación genérica, parametrizando los factores considerados determinantes, cuyo fin es ayudar a encontrar el momento temporal y condiciones técnicas de máximo aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas a la hora de efectuar la repotenciación de un parque eólico.

Se planteará y analizará la parametrización de los factores determinantes en la repotenciación, aplicando finalmente la metodología desarrollada a un caso de estudio. En concreto el caso de estudio que servirá como ejemplo práctico será el parque eólico de Cañoneras I, situado en el valle de Soba, en el municipio de Ramales de la Victoria en la provincia de Cantabria.

### **1.1. ALCANCE**

El proyecto se desarrollará en dos fases principales:

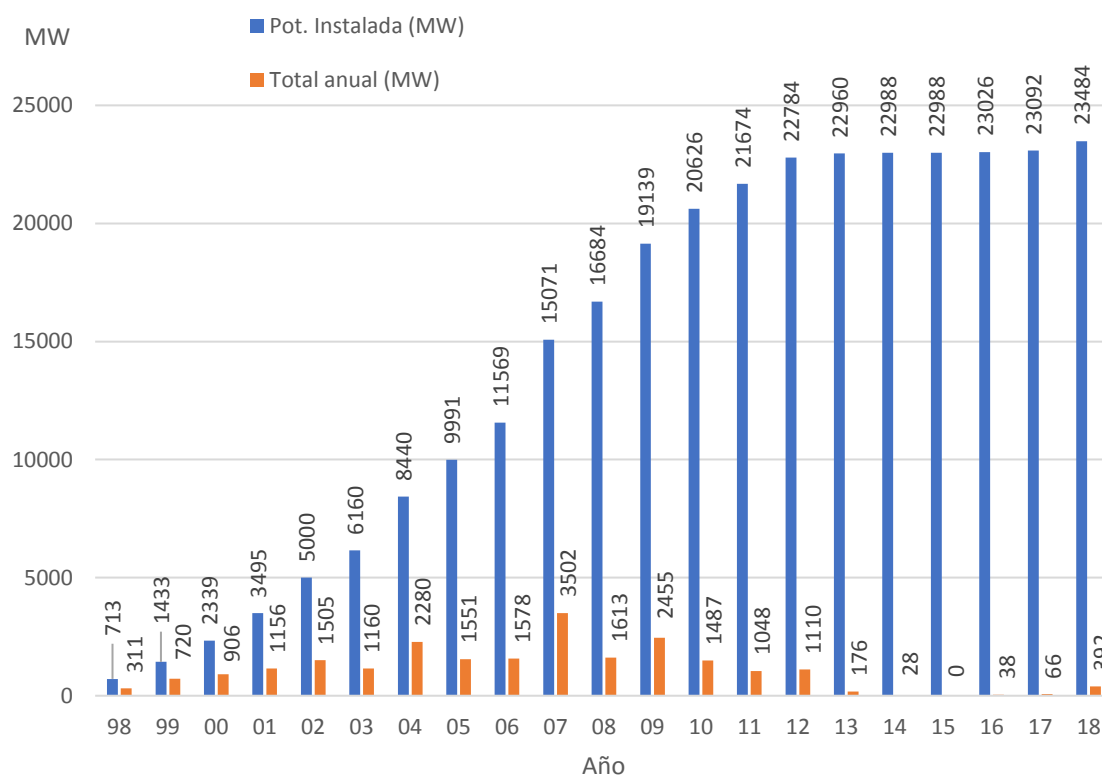
1. Desarrollo de metodología genérica para la realización de estudios de repotenciación.  
Para lograr este objetivo se realizará:
  - Estudio de una metodología técnica
  - Estudio de una metodología económica.
2. Aplicación de la metodología desarrollada a un caso de estudio (Parque Cañoneras I).  
Para ello se realizará:
  - Selección del aerogenerador a partir de catálogo y basándonos en el análisis de los datos técnico-económicos obtenidos.
  - Diseño y dimensionamiento de la red de media tensión
  - Estudio y dimensionamiento de la subestación del parque.
  - Estudio y dimensionamiento de la red de alta tensión que evacúa la energía del parque.

## 1.2. CONTEXTO

### 1.2.1. Nacional

Desde los inicios de la creación de los primeros parques eólicos, España fue uno de los países punteros en el sector de la energía eólica, con un crecimiento constante en cuanto a potencia instalada se refiere.

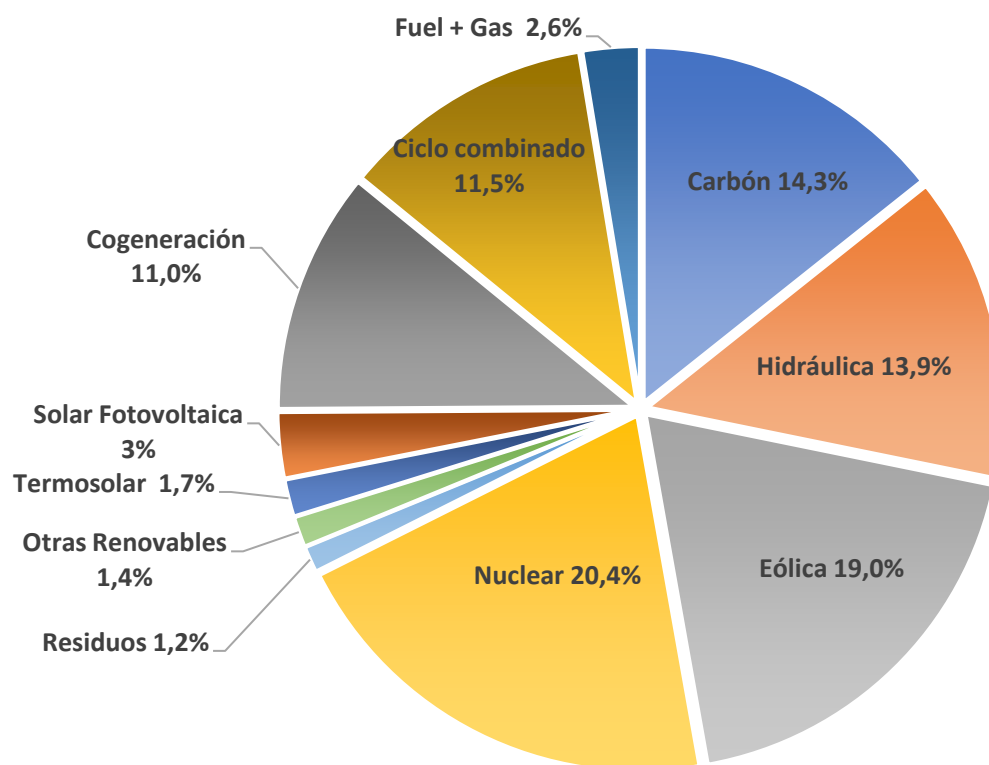
En los últimos años debido al problema de la crisis económica y al cambio de normativa que se produjo en la prima a las renovables, este crecimiento se ha visto prácticamente anulado [1].



**Ilustración 1. Evolución de la potencia instalada en España (Fuente: [2]).**

A pesar de todo esto, en 2018 la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica en España (ilustración 2) con 23.684 MW de potencia instalada acumulada y con una producción de 48.902 GWh, lo que supuso cubrir un 19% de la demanda eléctrica de este año.





**Ilustración 2. Cobertura de demanda eléctrica en España (2017) (Fuente: [2]).**

### 1.2.2. Internacional

La energía eólica total instalada en el mundo creció un 9,6% en el año 2018, situándose en 591.000 MW de potencia. China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los principales productores de energía eólica mundiales (tabla 1).

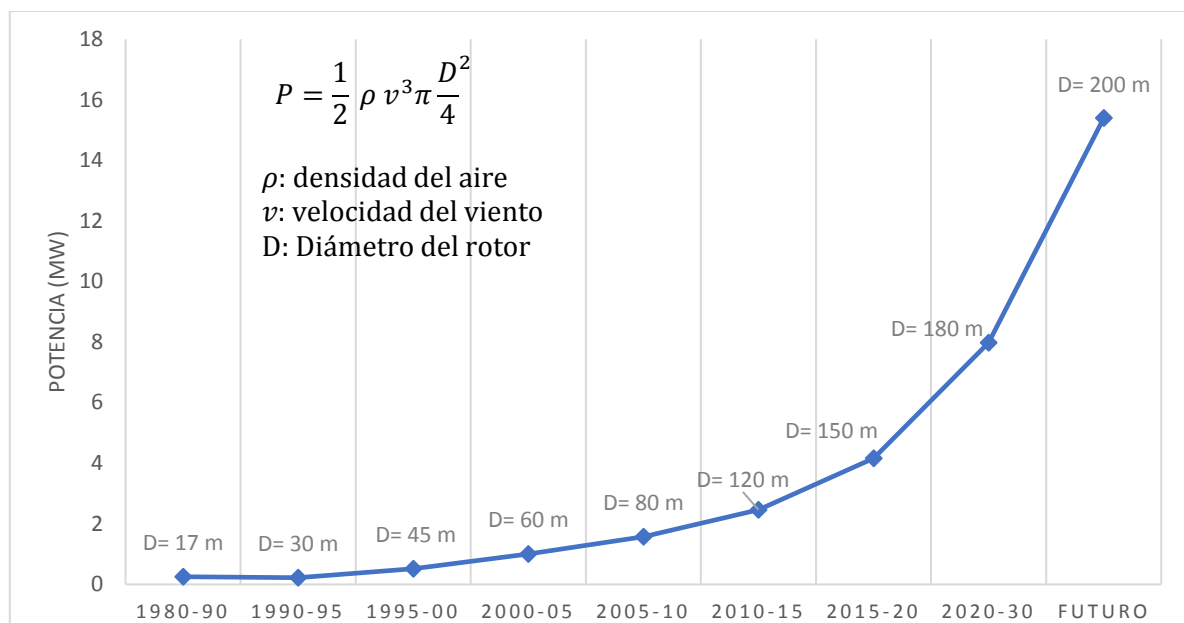
España sigue situándose entre los principales productores a nivel mundial a pesar del frenazo producido estos últimos años en el sector por las causas anteriormente citadas.

China	211.392
Estados Unidos	96.665
Alemania	59.331
India	35.039
España	23.484
Reino Unido	20.970
Francia	15.309
Canadá	12.805
Brasil	14.702
Italia	9.985

**Tabla 1. Potencia eólica instalada acumulada en el mundo en 2018 (MW) (Fuente: [2, 3]).**

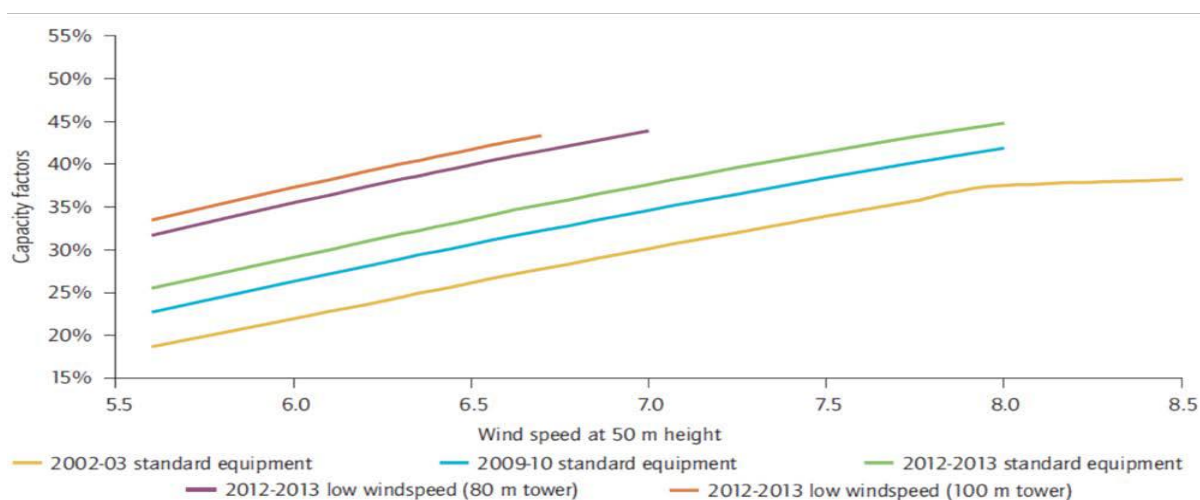
### **1.2.3. Antecedentes**

Los primeros parques eólicos en España datan de principios de los años 90 por lo que podemos decir que se trata de una industria muy joven. Sin embargo, ha alcanzado un alto grado de madurez en los últimos años debido a la evolución y desarrollo tecnológico de los aerogeneradores, a la reducción de costes, a la compatibilidad y mayor integración con la red, y mejoras en la adaptación a los emplazamientos y al medio natural donde están ubicados.



**Ilustración 3. Evolución de tamaño del rotor y potencia de los aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia a partir de [4]).**

Se debe destacar también las mejoras en el diseño de turbinas en los últimos años incrementando los factores de capacidad de las máquinas más actuales (ilustración 4), diseñadas para menores velocidades de viento y de mayores dimensiones.



**Ilustración 4. Evolución del factor de capacidad (Fuente: [4]).**

En nuestro país nos encontramos con la situación de que las localizaciones para la colocación de aerogeneradores con mejores condiciones y mejor viento están ya ocupadas por parques que pueden quedar en los próximos años obsoletos. De hecho, parques construidos antes de 1998 cuentan con una media de un 25 – 30% más del viento que los posteriores,

aprovechando de manera ineficiente el recurso eólico y pudiendo ser mucho mejor aprovechado por las máquinas actuales.

Por otro lado, se reducía notablemente la fiabilidad de los aerogeneradores antiguos con la edad, mientras que los nuevos tienen una tasa de mantenimientos no programados muy inferior permitiendo una mejor predicción del funcionamiento del parque, así como un incremento de los beneficios económicos obtenidos.

#### **1.2.4. Actualidad y perspectivas de la eólica en España**

Como se introdujo anteriormente, la crisis económica mundial de los últimos años repercutió en nuestro país severamente. Esto se tradujo en una disminución llegando a ser casi nula la potencia eólica instalada en nuestro país. En 2017 los problemas del pasado, ocasionados por los cambios regulatorios de la reforma energética 2012-2014 continuaron afectando al sector eólico debido al nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos.

Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), los ingresos totales de la generación eléctrica eólica ascendieron a 3.586 millones de euros en 2017 que es un 13% inferior a los ingresos de 2012, último año antes de la reforma eléctrica.

No hay que olvidar que la reforma energética ha dejado más de 300 parques eólicos (6.323 MW) sin ningún tipo de incentivo y tienen que funcionar sólo con los ingresos del mercado eléctrico. Este hecho les hace obtener beneficios marginales que casi no les permite ni cubrir los gastos de explotación.

En relación con la aportación futura de este tipo de energía en España, se ha planteado una previsión para el año 2030 de una potencia instalada de 50.258 MW, el doble de la actual. Esto puede estar relacionado con la apuesta por un modelo energético enfocado hacia una transición energética del país con uno de los ejes principales puestos en la energía eólica.

El siguiente paso que habrá que tomar para conseguir estos objetivos será aportar un marco regulatorio atractivo para acometer dicha transición, debiéndose instalar anualmente una media de 2.200 MW.

Este valor de potencia anual instalada puede ser considerado como un número asequible y una gran oportunidad para el afianzamiento de la eólica en el sector eléctrico español, pudiendo llegar a aportar si estos datos se cumplen, más del 30% de la generación total en la próxima década.

### 1.2.5. La eólica en Cantabria

A pesar del tejido profesional e industrial y del gran recurso eólico del que dispone Cantabria, en lo referido a la comparativa de potencia eólica instalada entre comunidades autónomas se encuentra a la cola del desarrollo eólico nacional junto a Baleares (tabla 2).

Cuenta en la actualidad con solamente 38 MW de potencia instalada, el 0,16 % de la potencia total instalada en España (23.684 MW). Estos pocos megavatios instalados en Cantabria corresponden al parque de Cañoneras I y II (32,3 MW), situado en Soba, y los aerogeneradores experimentales instalados por Vestas (6 MW), situado en Campoo de En medio y Santander.

<b>C. Autónoma</b>	<b>Potencia Instalada en 2018</b>	<b>Acumulado a 31/12/2018</b>	<b>Porcentaje sobre el total</b>	<b>N.º de parques</b>
<b>Castilla y León</b>		5.595	23,82%	244
<b>Castilla La Mancha</b>	10,37	3.817	16,26%	144
<b>Galicia</b>	68	3.422	14,57%	161
<b>Andalucía</b>	30	3.331	14,18%	154
<b>Aragón</b>	90,9	2.002	8,52%	93
<b>Cataluña</b>	2,35	1.271	5,41%	47
<b>Comunidad Valenciana</b>		1.189	5,06%	38
<b>Navarra</b>		1.004	4,27%	49
<b>Asturias</b>		518	2,21%	23
<b>La Rioja</b>		447	1,90%	14
<b>Murcia</b>		262	1,12%	14
<b>Canarias</b>	190,165	431	1,84%	85
<b>País Vasco</b>		153	0,65%	7
<b>Cantabria</b>		38	0,16%	4
<b>Baleares</b>		4	0,02%	46

**Tabla 2. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas (Fuente [2]).**

Con la generación eólica actual en Cantabria solo entre el 1% y 2% de la energía producida proviene de este tipo de tecnologías, un porcentaje escaso en comparación con el resto de las comunidades. Sería aconsejable empezar a apostar en la región por la puesta en tramitación de proyectos relacionados con energías renovables para evitar quedarse fuera del desarrollo eólico en España en los próximos años.

### 1.3. VENTAJAS DE LA REPOTENCIACIÓN

Se puede definir el término repotenciación como la acción de sustituir las torres aerogeneradoras de un parque eólico, parcial o totalmente, y los servicios auxiliares que así lo requieran para incrementar la producción de energía eléctrica y mejorar las prestaciones del sistema, lo que permite el mejor aprovechamiento del recurso eólico.

El análisis y la decisión de repotenciar tiene una gran complejidad de criterios técnicos, económicos y legislativos. Posteriormente, se describirán con mayor detalle todos estos factores que influyen en la repotenciación.

En el supuesto de que la rentabilidad a la hora de repotenciar cualquier parque sea positiva los beneficios que aporta el proceso de repotenciación se pueden ver reflejados desde diversos puntos.

Al repotenciar no es necesario construir un parque nuevo, sino que habitualmente es posible reutilizar infraestructuras ya construidas intentando aprovecharlas lo máximo posible.

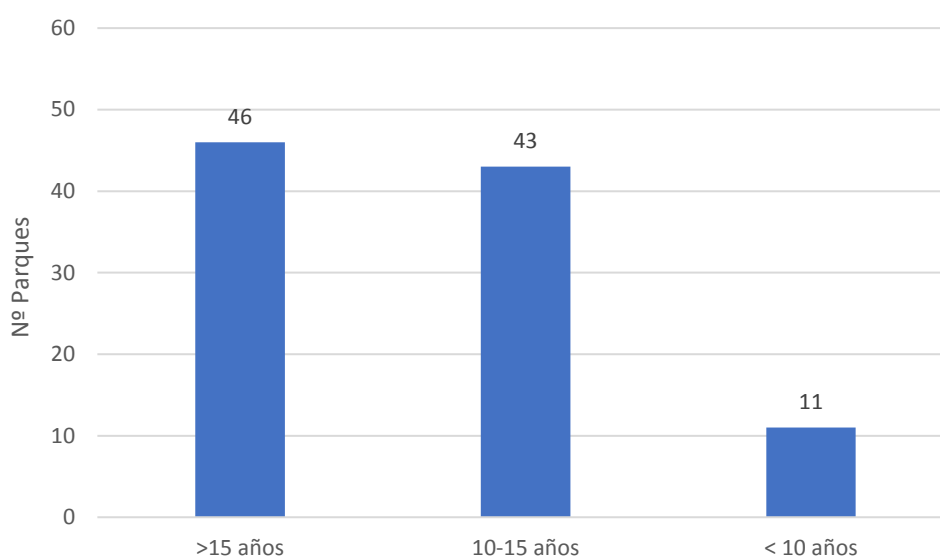
Uno de los principales argumentos que se pueden encontrar es el incremento y maximización del potencial eólico y energético de los emplazamientos donde se instalen máquinas de última generación debido a la mayor eficiencia y potencia obtenidos, aprovechando la madurez tecnológica que ha alcanzado el sector en los últimos años. Hay que tener en cuenta también que por norma general los mejores emplazamientos eólicos suelen estar ocupados por los parques de mayor edad, en estos parques la repotenciación ocupa una muy interesante alternativa para su remodelación.

Asimismo, gracias a una mejor y más avanzada tecnología de las máquinas, el comportamiento de los aerogeneradores frente a incidencias en la red (cortocircuitos, microcortes, problemas de frecuencia, huecos de tensión) puede adaptarse de mejor manera a los requisitos del Operador del Sistema Eléctrico, consiguiendo una mejor integración en la red eléctrica.

Desde el punto de vista medioambiental la significativa reducción de turbinas hace que estas ocupen menos espacio consiguiendo un menor impacto tanto ambiental como paisajístico, pudiendo conseguir reducciones de hasta el 90%.

Esto implica un ahorro también como es obvio tanto en la factura fiscal como en el alquiler de los terrenos usados, consiguiendo recortar gastos anuales debidos al canon eólico los cuales son bastante importantes. Este impuesto recauda por cada aerogenerador instalado y es progresivo, cuantas más máquinas se instalen mayor será la cuota a pagar anualmente.

Analizando la edad media de los parques eólicos en España (ilustración 5) puede observarse que casi la mitad de ellos poseen una edad superior a los 15 años, es decir muchos de estos parques ubicados en localizaciones con un elevado recurso eólico están empleando tecnología muy poco eficiente con respecto a las turbinas más modernas. Por lo tanto, la repotenciación debe empezar a ser considerada como una herramienta de mejora en el aprovechamiento del recurso eólico en España.



**Ilustración 5: Previsiones de envejecimiento de los parques eólicos en España para 2020 (Fuente: [2]).**

## 1.4. ANÁLISIS Y REQUISITOS DE DISEÑO

En los últimos años se han desarrollado estudios sobre la viabilidad económica de la nueva construcción o repotenciación de parques eólicos y el año adecuado de efectuarla. La decisión sobre el momento más adecuado para llevar a cabo la repotenciación se basaba principalmente en las retribuciones económicas recibidas por la energía generada.

También se han desarrollado estudios técnicos de la mejora productiva que aportan los aerogeneradores de mayor dimensión con respecto a los aerogeneradores de menor capacidad de generación que se han reemplazado.

Ahora bien, los estudios realizados no han desarrollado una metodología general si no que la repotenciación ha sido aplicada a cada caso específico y de forma puntual.

De la misma forma, no se ha realizado especial hincapié en el estudio de la reutilización de las instalaciones eléctricas que constituyen la central eléctrica original desde los puntos de generación hasta el nudo de acometida. Este factor a su vez resulta de lo más interesante

debido a que su aprovechamiento rentabiliza y abarata las operaciones y la construcción de la repotenciación del parque significativamente.

Por ello, se intentará encontrar una metodología de carácter general que pueda servir para la mayoría de los parques y consiga el máximo aprovechamiento de sus infraestructuras ya construidas.

Para conseguir dicho objetivo habrá que tener en cuenta una serie de requisitos de diseño que limitarán la repotenciación de cualquier parque para las distintas partes que constituyen la central.

Podemos dividir dichas infraestructuras en tres grandes grupos: La red de baja/media tensión (situada dentro del parque), la subestación transformadora y la línea eléctrica hasta el punto de acometida. Todas estas infraestructuras e instalaciones se estudiarán detalladamente más adelante.

Hay que destacar que la repotenciación de cualquier parque eólico en España no puede superar el 40% de la potencia instalada en el parque base, principal factor limitante de la legislación actual [5]. Si dicha potencia instalada es superada habría que considerar el parque actual como un parque eólico nuevo por lo que ya no se podría llamar repotenciación. Además, al ser considerado un nuevo parque sería necesario obtener de nuevo licencias y realizar procesos administrativos tanto locales como nacionales, tan costosos en tiempo y dinero.

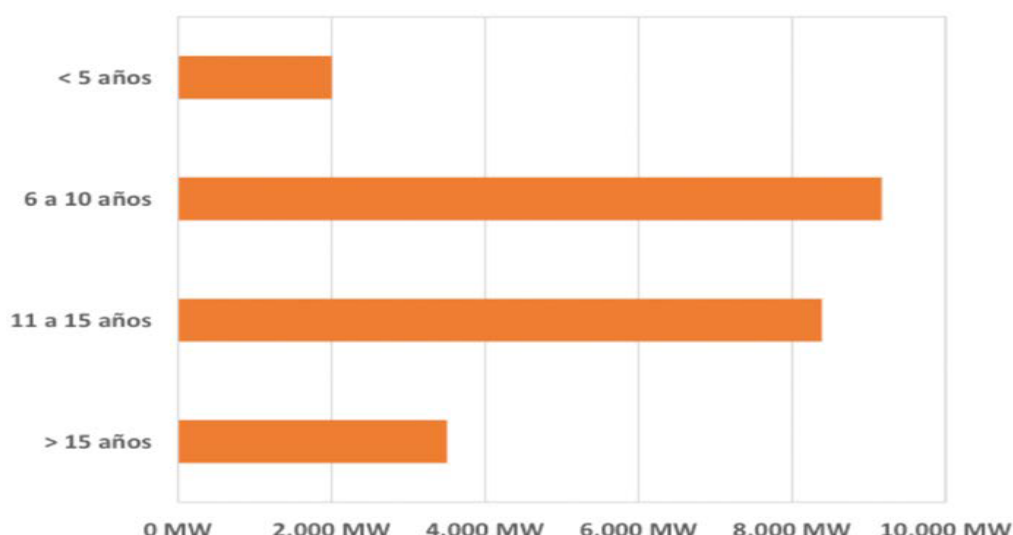


## 2. METODOLOGÍA PARA LA REPOTENCIACIÓN

### 2.1. EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL Y REPOTENCIACIÓN

La energía eólica es actualmente la segunda fuente en el mix de generación eléctrica español y debe ser parte esencial en el desmantelamiento de plantas no renovables en nuestro país para la consecución de los objetivos planteados para el año 2030.

Una de las principales metas de este sector en la próxima década es la de mantener la capacidad existente y hacer crecer la generación de energía que cuenta en estos momentos con 20.142 aerogeneradores instalados en 1.090 parques y con una potencia total de unos 23.000 MW. En el año 2020 se estima que más o menos la mitad de la potencia eólica instalada superará los 15 años, y más de 2.300 MW superarán los 20 años.



**Ilustración 6. Envejecimiento en función de la potencia de las instalaciones eólicas en España (Fuente: [2]).**

Además, en los últimos años el sector eólico español ha sufrido una desaceleración en comparación a los primeros años de puesta en marcha de este tipo de instalaciones. Esto es debido a diversas causas, pero la más importante tiene que ver con la desaceleración económica mundial y el cambio legislativo más restrictivo impuesto a las renovables.

Debido a este panorama en el sector eólico español actual, las empresas promotoras de parques eólicos están tomando la decisión de extender la vida útil de sus parques ya

construidos lo máximo posible. Esta es buena opción a corto plazo debido principalmente al bajo riesgo que esta opción conlleva.

El extender la vida útil significa alargar la vida del parque por encima de los años de vida útil certificados inicialmente (20 años actualmente) para conseguir una mejora operativa de los aerogeneradores existentes. Está basado en la realización de una serie de estrategias que contempla desde el análisis mediante diversos modelos matemáticos y físicos del comportamiento de los aerogeneradores a nivel de subsistema, incluyendo hasta los propios materiales, como las sustituciones de componentes por otros fabricados a partir de nuevas tecnologías y con mejores prestaciones.

A partir de este tipo de estrategias se pueden conseguir alcanzar valores de producción similares a los de un parque nuevo con una reducción de costes en torno al 15% en comparación a la compra de aerogeneradores nuevos.

Los principales objetivos que se contemplan a la hora de la extensión de vida de los activos de un parque eólico son el alargar su vida económica, consiguiendo garantizar una serie de ingresos durante la prolongación de su vida útil a costa de intentar contener los gastos producidos por operación y mantenimiento del parque aunque los gastos de operación y mantenimiento se suelen incrementar exponencialmente a lo largo de los años pudiendo no llegar a ser rentable la producción de energía eléctrica.

Otra ventaja relacionada con la extensión de la vida es la consolidación del suministro de componentes, afectando de gran manera tanto a las empresas de mantenimiento como a los fabricantes de los mismos aerogeneradores. Para todas estas empresas se abre una fuente de negocio y, a su vez, para los promotores se abre la vía de ganar mayores rentabilidades con los activos del parque.

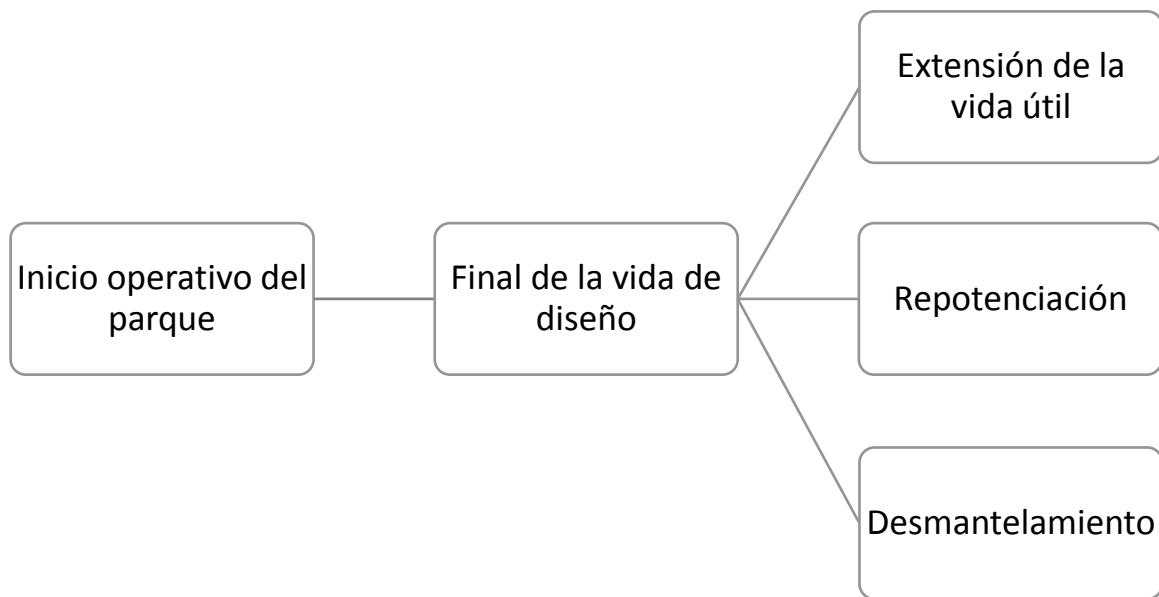
El inconveniente de utilizar este tipo de estrategias es que no es posible alargar la vida útil de un aerogenerador indefinidamente, a largo plazo es necesario buscar otro tipo de soluciones (ilustración 7).

Esto se debe a que, aunque se alargue la vida útil de los parques llegará un momento en que los aerogeneradores pueden llegar a quedar obsoletos frente a los nuevos modelos de aerogenerador del mercado actual.

Además, los parques mejor posicionados para la extensión de su vida útil suelen ser los más antiguos y los que más se ha castigado los últimos años, dejándoles prácticamente sin incentivo alguno y con dificultades para poder refinanciar su deuda. Nos encontramos, en consecuencia, ante un problema financiero debido a que este tipo de parques son los que tienen más difícil hacer esfuerzos económicos adicionales.

Cuando alargar la vida útil ya no es una opción rentable cobra fuerza la opción de la repotenciación.

Con esta alternativa se presenta la opción de aprovechar los emplazamientos antiguos y con mejor recurso eólico con las máquinas tecnológicamente más punteras. Esto conllevará un aumento significativo tanto en la capacidad de generación de los parques repotenciados, así como una mejor integración en la red [6].



**Ilustración 7. Ciclo de vida de parques eólicos (Fuente: Elaboración propia).**

Los parques con antigüedad igual o superior a 10-15 años pueden ser ya candidatos interesantes a la repotenciación, esto es debido a que los parques que alcanzan esta antigüedad suelen estar amortizados y los emplazamientos ocupados por estos parques pueden ser mejor aprovechados por aerogeneradores de mayor potencia y eficiencia.

Para parques de menos de 10-15 años es más recomendable esperar unos años para empezar a efectuar su repotenciación a no ser que la producción de energía eléctrica se vea claramente afectada por los costes de mantenimiento y operación asociados a la máquina.

La alternativa de repotenciar implica inversiones más arriesgadas y elevadas, en torno al 80% del coste de un parque nuevo, y tramitaciones más complejas. Por otro lado, los aerogeneradores desmantelados pueden ser reutilizados y vendidos en mercados de segunda mano si aún están en disposición de ser usados.

Esto puede suponer ingresos adicionales que aligeren la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha de este tipo de proyectos, pudiendo superar las expectativas iniciales de

los modelos financieros. Esto ha quedado evidenciado en España en los últimos años en los parques eólicos repotenciados recientemente como el caso de los parques eólicos ubicados en Zas y Corme (A coruña), en los que se va a proceder a la desinstalación, desmontaje, acondicionamiento y venta de alrededor de 140 aerogeneradores para su posterior repotenciación.

Repotenciación	Extensión de vida
Única vía para parques con baja disponibilidad, obsolescencia tecnológica y sin repuestos.	En parques obsoletos o sin repuestos no es recomendable esa técnica.
Mayor inversión al sustituir aerogeneradores, mayor apalancamiento financiero y mayor riesgo.	Menor inversión al afectar solo parcialmente a los aerogeneradores y realizarse de forma periódica. Alarga la vida de los activos incluso desde el punto de vida constante.
Mayor producción por una mejor disponibilidad de los nuevos equipos, sistemas de control avanzado y mayor tamaño del rotor.	Mantiene un mínimo de producción y dado que la inversión esta amortizada, el margen tiene que ser atractivo. Admite soluciones específicas para incrementar la producción de los aerogeneradores menos demandados.
Mayor afectación a los cambios regulatorios al amortizarse la inversión en varios años.	Viabilidad a corto plazo, menos sensible a los cambios regulatorios.
Posibilidad de incrementar la potencia del parque, si existe suficiente capacidad de acceso y conexión a red.	Es clave mantener unas horas mínimas de funcionamiento, no se incrementa la potencia del parque.
Incrementa la carga de trabajo para equipos nuevos y complementa el desarrollo de productos para la exportación.	Mantiene la carga de trabajo en la fabricación y reparación de componentes.
Permite la puesta a punto de nuevos equipos e innovaciones tecnológicas concretas.	Introduce nuevas modalidades de mantenimiento atendiendo al alargamiento de vida y evita fallos por fatiga. Habilita posibles soluciones de ingeniería inversa y la digitalización de las máquinas, así como el uso de big data.

**Tabla 3. Comparativa de estrategias a largo plazo en parques eólicos (Fuente [2]).**

Se puede concluir afirmando que no existe en la actualidad una estrategia o alternativa mejor que otra, siendo ambas compatibles y pudiendo llevarse a cabo de igual manera.

Lo que queda claro es la necesidad de aprovechar los emplazamientos donde se ubican aerogeneradores antiguos y conseguir su optimización con el uso de nuevas tecnologías. La digitalización, el uso de mejores bases de datos, la recopilación de más y mejor información, la evolución en la prevención de los procesos de operación y mantenimiento, etc, deben ser áreas en constante desarrollo para la mejora continua de los parques conllevando beneficios directos en los promotores e indirectamente en el consumidor final.

## **2.2. BASES PARA LA REPOTENCIACIÓN**

Tomar la alternativa de repotenciar cualquier parque eólico es una decisión muy importante. A la hora de repotenciar se necesita plantear y llevar a cabo una gran inversión inicial con el fin de adecuar el nuevo parque que se quiere construir. Este hecho puede implicar grandes riesgos en la futura viabilidad del parque si se toma la decisión de manera precipitada y sin las respectivas previsiones o estudios adecuados.

Una vez tomada esta decisión lo más importante es identificar los factores determinantes de los que puede depender el momento en el que debemos repotenciar y por qué.

### **2.2.1. Entorno regulatorio**

Uno de los puntos más influyentes a la hora de tomar una decisión tan importante como la de repotenciar un parque eólico es la de tener un marco regulatorio que establezca las condiciones técnicas y económicas para hacer realidad este tipo de proyectos.

Es necesario un enfoque proactivo para conseguir la transición energética que se prevé conseguir en los próximos años y hasta la fecha cerca de nuestras fronteras solo 6 países han introducido la definición de repotenciación de parques eólicos dentro de su legislación nacional.

Solo Italia ha promulgado y favorecido proyectos de repotenciación con incentivos y ni un solo país ha implantado aún procedimientos para agilizar su construcción como, por ejemplo, con la obtención de procedimientos de permisos más cortos.

En lo referente a España sería fundamental empezar el desarrollo de un marco regulatorio relacionado con la repotenciación de parques que aporte una seguridad jurídica y una estabilidad relativa a los inversores, con una simplicidad y facilidad en lo referente a

procedimientos, permisos y tramitaciones. Por ejemplo, intentando poner de acuerdo a cada gobierno autonómico con el central en temas medioambientales.

Por todo esto, se puede concluir diciendo que obtener una legislación atractiva puede sentar las bases para conseguir que un mercado emergente como este, con un gran futuro por delante despegue definitivamente en nuestro país. De lo contrario repotenciar puede llegar a tener el mismo coste que un parque nuevo por lo que no resultaría rentable.

### **2.2.2. Características y localización del parque**

Tanto la ubicación como las características de cualquier parque en el que se desea estudiar su repotenciación juegan un papel fundamental

Esto es necesario para conocer qué tipo de máquinas pueden ser colocadas en sustitución de las antiguas o para saber los rasgos y particularidades del terreno donde se desea proyectar la repotenciación, ya que todas estas cosas pueden influir en la futura viabilidad de estos proyectos.

En algunos parques se producen dificultades añadidas relacionadas con este hecho. Esto se debe a que algunos parques antiguos han sido declarados zona protegida después de su construcción, dificultando que las comunidades autónomas correspondientes autoricen permisos de obra.

Estas características son propias de cada parque por lo que no es posible generalizarlas y será necesario su estudio individualizado en cada parque.

### **2.2.3. Tipo de aerogenerador, potencia y energía producida**

La tipología de los aerogeneradores ya construidos, su potencia unitaria, así como la energía que producen actualmente son factores imprescindibles que deben ser estudiados en todo parque en el que se quiera proyectar una repotenciación futura.

La potencia unitaria de las máquinas antiguas es sin duda uno de los factores más relevantes para acometer una repotenciación o buscar otras estrategias. Aerogeneradores por debajo de los 850 kW – 900 kW que estén ubicados en zonas con recurso eólico alto pueden ver incrementados sus ingresos ampliamente a la hora de sustituirlos por aerogeneradores de potencia muy superior (2 MW – 5 MW).

Otros datos interesantes que pueden ayudar a saber si es el momento adecuado de repotenciar, es conocer la disponibilidad del parque actual y el nivel de obsolescencia tecnológica que poseen las máquinas o los costos en mantenimiento que se deben gastar anualmente.

Por último, el año de puesta en marcha es otro de los datos que nos puede ayudar a averiguar las condiciones en la que se encuentra el parque a estudiar. Como ya se ha mencionado anteriormente parques con una antigüedad superior a 15 años, incluso parque entre los 10 y 15 años de antigüedad, pueden ser buenos candidatos al estudio y viabilidad de su repotenciación.

Con estos datos podemos calcular el nivel de amortización que se ha obtenido desde su puesta en marcha para conocer si la explotación del parque ha sido ya rentabilizada ampliamente o no. Este hecho puede repercutir de manera que si no está suficientemente amortizado influirá de manera negativa en las previsiones financieras del futuro proyecto a repotenciar.



**Ilustración 8. Repotenciación parque de Malpica (A Coruña) (Fuente: [7]).**

### **2.2.4. Financiación**

Existe un riesgo, como en cualquier inversión grande, a la hora de tomar la decisión de repotenciar un parque eólico debido al apalancamiento financiero que estos proyectos conllevan.

Por ello es necesario tener los recursos económicos necesarios para que estos proyectos sean abordados con éxito y que las entidades financieras no sean reticentes a ofrecer la financiación necesaria.

Para ayudar a aliviar la inversión a realizar, este tipo de proyectos cuentan con la ventaja de poder comercializar y revender los activos desmantelados del parque antiguo con el fin de conseguir el máximo retorno económico.

## **2.3. REUTILIZACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS**

Cuando se construye un parque eólico nuevo es necesario construir todo desde cero, en cambio, al repotenciar este hecho no es completamente necesario [8]. Hay infraestructuras y partes ya construidas en el parque antiguo a las que se puede seguir dando uso sin necesidad de tener que ser sustituidas completamente:

### **2.3.1. Red de baja/media tensión (BT/MT)**

Cuando nos referimos a la red BT/MT hacemos hincapié en la estructura que va del aerogenerador al centro transformador individual de cada máquina (constituyente de la red de baja tensión que se encuentra dentro del mismo aerogenerador) y de dicho centro transformador a la subestación transformadora, referente a la red de media tensión.

A la hora de repotenciar uno de los puntos importantes que podemos aprovechar, al ser esta línea soterrada, son las líneas conductoras y las arquetas de la red de media tensión, teniendo como requisito limitante la intensidad nominal admisible de dichas líneas. Otra parte que puede ser reutilizada son las carreteras, viales, canalizaciones y zanjas donde se ubicaban tanto la línea como los aerogeneradores del parque original.

Una vez eliminados los aerogeneradores antiguos no se puede sacar provecho de los huecos que dejan para la instalación de las nuevas máquinas que ocuparán su lugar. Esto se debe a



que las cimentaciones de los aerogeneradores antiguos no sirven para los nuevos por ser demasiado pequeñas, además los nuevos aerogeneradores tendrán mayores diámetros de rotor por lo que las distancias mínimas entre ellos aumentarán significativamente. Aun así, es recomendable ubicar los nuevos aerogeneradores en puntos cercanos a los caminos y viales realizados anteriormente en el antiguo parque con el fin de poder aprovechar todas las infraestructuras descritas anteriormente.

### **2.3.2. Subestación transformadora media/alta tensión (MT/AT)**

La subestación será la encargada de transformar la energía eléctrica obtenida de la red de media tensión y entregar energía eléctrica de alta tensión para su transporte a través de la línea eléctrica hasta el punto de acometida.

Antes de la realización de la repotenciación del parque es necesario un estudio previo de cómo puede afectar el aumento de potencia a la subestación transformadora y analizar las posibilidades que se pueden presentar.

Una de las posibilidades que se nos presentan en estas instalaciones es la posible incorporación de transformadores en paralelo al ubicado en la construcción del parque anterior, así se puede conseguir además de no sustituir el transformador original y ser utilizado en la nueva instalación el aumentar incluso su vida útil. Esto es debido a que podrá trabajar a menor carga y evitar posibles sobrecalentamientos que disminuyan su vida útil.

Otra opción sería la de sustituir el antiguo transformador por uno nuevo. Esta posibilidad es menos atractiva desde el punto de vista económico, debido a que sería necesario comprar un transformador de mayor potencia y por lo tanto más caro.

Dentro de la subestación un punto que podría ser aprovechado es la aparamenta de la propia subestación (los saltos de seccionadores e interruptores, los transformadores de tensión e intensidad, así como las diferentes celdas (20 kV y 55 kV) y armarios de control). Todos estos puntos pueden seguir siendo utilizados una vez repotenciado el parque, si se opta por la opción de los transformadores en paralelo, sin necesidad de su nueva construcción.

### **2.3.3. Red eléctrica hasta el punto de acometida**

En lo referente a la línea que va desde la subestación hasta el punto de acometida con la red, al ser una red aérea construida a partir de apoyos, uno de los puntos que podemos mantener y reutilizar son dichos apoyos y conductores para la nueva red repotenciada.

Para ello está claro que habrá que tener en cuenta y analizar los esfuerzos en dichos apoyos, saber el incremento de potencia que se producirá una vez repotenciada la red y recalcular la línea eléctrica para poder ver y alcanzar hasta qué punto es posible aumentar la potencia sin tener que modificar en gran medida la red ya construida, debido a que encarecería sobremanera el proyecto de repotenciación a realizar pudiéndolo hacer incluso irrealizable.

### **2.3.4. Perspectivas de la repotenciación**

Para que la energía eólica siga manteniéndose y creciendo en el sistema eléctrico de nuestro país es necesario que los parques eólicos empiecen a acometer proyectos de repotenciación, con máquinas que utilicen y aporten la última tecnología del sector eólico sustituyendo así a las obsoletas para mejorar en producción y calidad de señal.

Para ello se necesita un marco regulatorio y legislación atractiva que agilice e incentive este tipo de proyectos. También debe llevar parejo la maximización del retorno económico por la venta de los activos desmantelados y es necesario poseer o tener acceso a una financiación grande para obtener la inversión inicial necesaria.

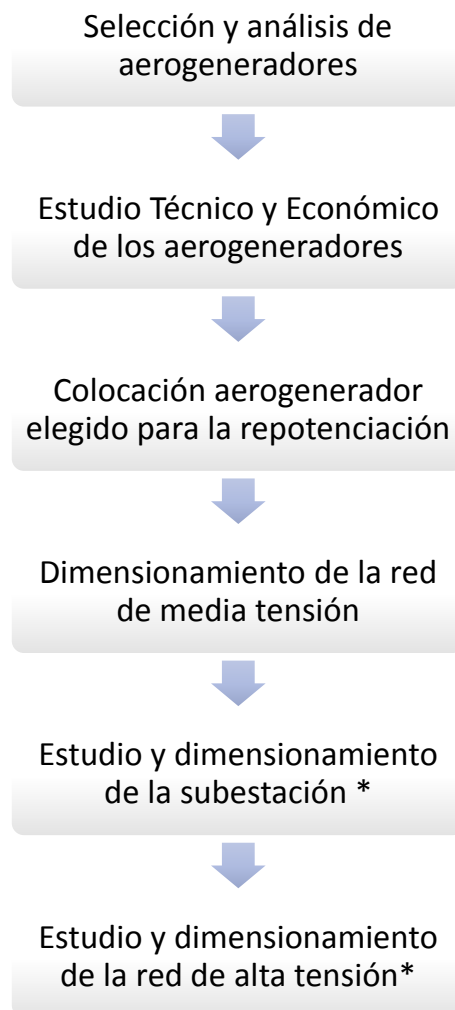
Además, para una buena viabilidad futura y una amortización de la inversión rápida, si tratamos con parques en los que existen actualmente aerogeneradores de potencia unitaria reducida ( $< 800 - 900$  kW), en condiciones de disponibilidad de horas altas, con un buen recurso eólico, una puesta en marcha mayor de 10 - 15 años con tecnologías eólicas antiguas y costos en operación y mantenimiento elevados, podemos estar sin duda ante parques interesantes para estudiar una repotenciación a corto plazo.

### 3. METODOLOGÍA GENÉRICA

#### 3.1. INTRODUCCIÓN A LOS FACTORES DE LA REPOTENCIACIÓN

En el presente apartado se describirá, analizará y estudiarán las partes derivadas de realizar un proyecto de repotenciación de manera genérica, con el fin de normalizar en la medida de lo posible la repotenciación de parques eólicos. Esto permitirá determinar y diseñar nuestro caso de estudio posteriormente: El parque eólico Cañoneras I.

Los factores en los que podemos dividir y que son más relevantes en el estudio que haremos de la repotenciación de un parque eólico son:

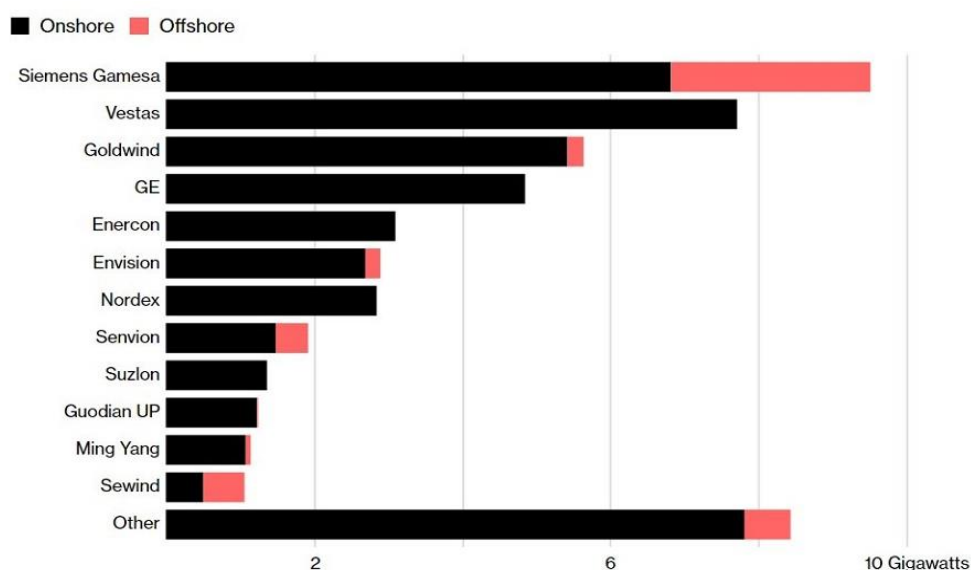


\* Dimensionamiento necesario si se requiere ampliar y/o sustituir algún elemento o la infraestructura completa a la que hace referencia.

### 3.2. DATOS DE PARTIDA NECESARIOS PARA EL ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE LOS AEROGENERADORES

Existe gran variedad de empresas promotoras a nivel mundial especializadas en la fabricación de aerogeneradores tanto onshore como offshore (Ilustración 9). Entre los mayores productores de estas tecnologías encontramos empresas como Siemens Gamesa (España), Vestas (Dinamarca), GoldWind (EEUU), GE Renewable energy (EEUU) o Enercon (Alemania).

En el presente proyecto utilizaremos y compararemos aerogeneradores de tres de los promotores de energía eólica más importantes en la actualidad como son Siemens Gamesa, Vestas y Enercon, estudiando las diferentes alternativas de implantación de sus aerogeneradores e intentando encontrar el más rentable/eficiente desde el punto de vista económico y que mayor producción de energía produzca en nuestro caso de estudio para conocer la posterior viabilidad y seguridad a largo plazo de la repotenciación del parque eólico.



**Ilustración 9. Mayores fabricantes de eólica onshore y offshore en 2017 (Fuente: [9]).**

### 3.2.1. Recurso eólico

Para conocer el recurso eólico de una zona es necesario extraer datos de las características del viento en ese lugar. Mediante anemómetros y veletas se puede medir la velocidad y frecuencia del viento en una dirección concreta. Para llevar a cabo dicho estudio es necesario realizar mediciones in situ en un periodo de tiempo de al menos un año. Esta toma de datos debe ser complementada con registros históricos de viento de 30 años.

Dado que hablamos específicamente de la repotenciación, los estudios del recurso eólico de la zona son fácilmente asequibles gracias a los datos recogidos por los aerogeneradores antiguos y no será necesario realizar mediciones complementarias. Estos datos son primordiales para obtener con precisión la energía que podrán producir las nuevas máquinas, así como su futura rentabilidad.

En el presente proyecto al no tener acceso a los datos reales actuales de la zona nos basaremos en el atlas eólico gratuito proporcionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) [10] y en los datos reales de producción de energía eólica obtenidos de Red Eléctrica de España (REE) [11].

### 3.2.2. Clase de viento

El primer criterio que podemos tener en cuenta para la selección de un generador adecuado para nuestro parque es la clase de viento de la zona (IEC) [12]. En función de la clase de viento podemos clasificar los aerogeneradores en clase I, II, III o S. Para ello es necesario conocer el recurso eólico de la zona y obtener la velocidad media del viento a la altura del buje del aerogenerador. Con esto conseguimos identificar qué tipo de turbina es idónea para un emplazamiento en particular.

CLASES DE AEROGENERADORES		I	II	III	S
V <sub>ref</sub> (m/s)		50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador.
Clase	A	0,16			
	B	0,14			
	C	0,12			

**Tabla 4. Clases de aerogeneradores (Fuente: [12]).**

- $V_{ref}$ : Velocidad mínima en 10 minutos con período de retorno de 50 años.
- A: Categoría para las turbulencias de viento más altas.
- B: Categoría para las turbulencias de viento medias.
- C: Categoría para las turbulencias de viento más bajas.

### **3.2.3. Energía producida**

Habrà que conocer y analizar el comportamiento de los aerogeneradores frente al rango que va desde vientos reducidos (2 m/s – 3 m/s) hasta altas velocidades ( $\approx$  25 m/s), ya que, una vez sabemos su comportamiento podemos obtener su producción de energía eléctrica. Para vientos reducidos la producción de energía suele ser ínfima y suelen encontrar su punto de máxima producción a partir de unos 11 m/s – 13m/s. A partir de este punto, aunque la velocidad del viento sea más elevada la producción de energía será la misma o incluso descenderà (dependiendo del tipo de aerogenerador y su curva de potencia), evitando de esta forma grandes esfuerzos mecánicos que afecten al rendimiento de la máquina o que lleguen a romperla. A partir de unos 25 m/s los aerogeneradores suelen detenerse para evitar daños irreversibles en su estructura.

Para conocer la energía producida por los aerogeneradores, se extraerán datos mediante los parámetros de Weibull, utilizados junto a la curva de potencia del aerogenerador.

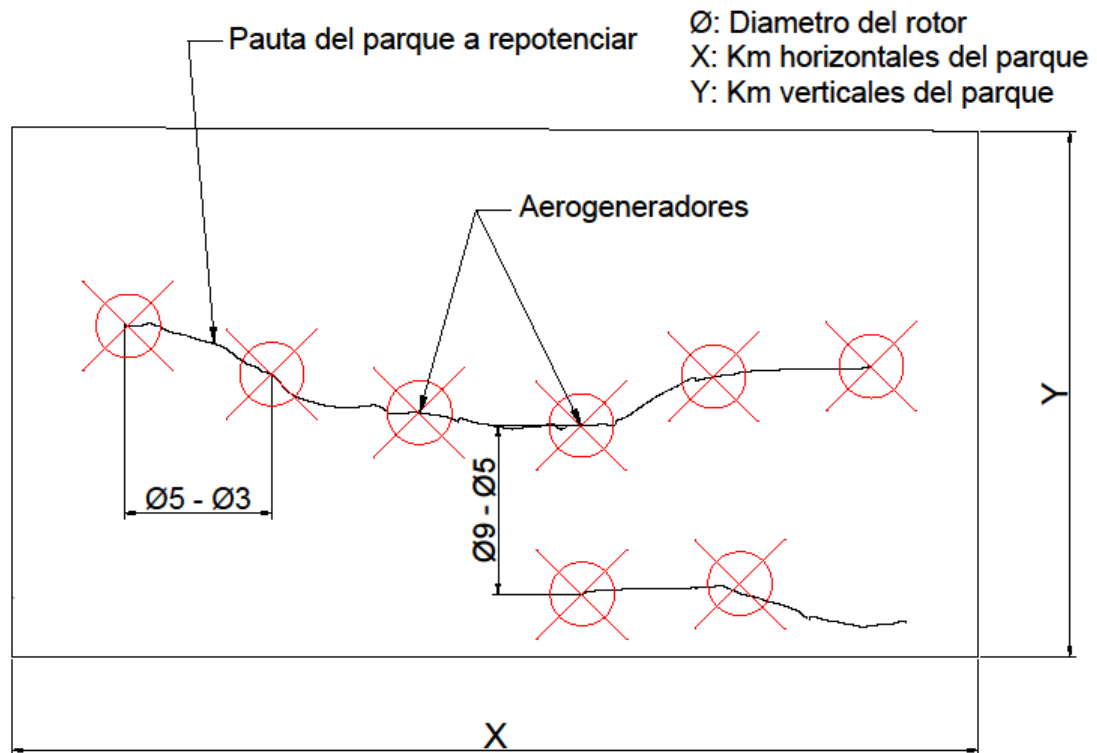
En el presente proyecto se estudiarà y analizarà la energía producida y las horas de funcionamiento equivalentes de cada aerogenerador.

### **3.2.4. Colocación preliminar de aerogeneradores**

Debido a que se trata de una repotenciación y no de un parque completamente nuevo se podrá hacer uso de los datos que el parque ya construido ha recopilado durante su vida útil para conocer las condiciones del terreno con total exactitud. Solamente habrá que estudiar los datos referentes a lo que conlleva la propia repotenciación y la colocación de los nuevos aerogeneradores en el parque antiguo, ya que, como se ha descrito anteriormente las cimentaciones de los aerogeneradores antiguos no sirven para los nuevos, por lo que habrá que volver a estudiar la ubicación de los mismos.

Para ello y de forma general se puede contemplar la colocación de los aerogeneradores a una separación mínima de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en filas alineadas y entre 5 y 9

veces si se ubican en columnas aguas abajo según la mayoría de los estudios observados [7, 12]. Si no se respetan estas separaciones pueden producirse pérdidas por apantallamiento lo que provocaría que algunas turbinas produzcan menos energía que otras.



**Ilustración 10. Distancia entre aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia).**

La solución óptima es la colocación de los nuevos aerogeneradores a la mínima distancia posible entre ellos sin provocar apantallamiento y sin tener en cuenta cimentaciones antiguas, como si de un parque nuevo se tratase. Con esta solución habrá que hacer nuevos viales y zanjas que comuniquen con la nueva ubicación y nuevas cimentaciones de los aerogeneradores.

En nuestro caso de estudio se buscará el introducir los nuevos aerogeneradores en la pauta de los antiguos estudiando a que distancias pueden ser colocados, para ello se utilizará una cuadrícula dimensionada con las medidas reales del parque en la que se estudiará los aerogeneradores de cada marca que se podrán colocar en función de parámetros como la distancia mínima entre aerogeneradores o el incremento de potencia máximo que se puede obtener sin rebasar el límite por ley del 40% de la potencia actual del parque eólico (apartado 4.3 y 4.4).

Con este método nos aseguraremos el conseguir observar que aerogeneradores se adaptan mejor a nuestro parque a la hora de repotenciarlo para posteriormente analizarlos y ver cual nos dará una mayor rentabilidad futura.

### 3.2.5. Análisis financiero

En este apartado se estudiarán y analizarán los distintos costes que repercutirán directa e indirectamente a la inversión de la repotenciación de una central eólica, con el fin de posteriormente comparar el beneficio que se puede obtener con la colocación de diferentes modelos de aerogeneradores y sacar conclusiones de cual o cuales se adoptarán mejor a nuestra zona.

El sistema usado generalmente para la realización del estudio de una inversión económica suele calcularse a partir del VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). Estos conceptos se basan principalmente en la estimación de los flujos de caja obtenidos en el parque a estudiar y la rentabilidad del proyecto a largo plazo.

Para un análisis correcto de la viabilidad económica del parque se van a tener en cuenta principalmente la inversión inicial de la repotenciación, los ingresos anuales por venta de energía y los costes de operación y mantenimiento.

El beneficio neto simplificado " $B_{Neto}$ " que se obtendrá de la central eólica por año corresponderá a la resta de los ingresos brutos obtenidos por la venta de energía eléctrica (Beneficio bruto " $B_{Bruto}$ ") menos los costes de operación y mantenimiento " $C_{O\&M}$ "

$$B_{Neto} = B_{Bruto} - C_{O\&M} \quad (1)$$

donde:

$B_{Neto}$ : Beneficio neto (€)

$B_{Bruto}$ : Beneficio bruto (€)

$C_{O\&M}$ : Costes de operación y mantenimiento (€)

En el caso de la repotenciación de un determinado parque eólico con su configuración ya planteada "x", se requerirá de un capital de inversión inicial " $I_N(x)$ " para poner en marcha el parque. Esta inversión inicial estará basada en la compra de los nuevos aerogeneradores,



así como a los costes de obra civil y los costes debidos a los cambios en la infraestructura y la red eléctrica, sin olvidarnos de gastos administrativos. El parque una vez empieza a funcionar obtendrá unos beneficios derivados de la venta de energía eléctrica producida " $E_k(x)$ ", a los que como se ha mencionado anteriormente habrá que descontar los costes anuales de operación y mantenimiento " $C_{O\&M}(x)$ " durante todos los años de vida útil del aerogenerador " $n$ ".

Por último, con el fin de obtener un VAN lo más exacto y realista posible se considera un incremento anual del precio de venta de la energía debido a la inflación " $\Delta P_{Es}$ " y una tasa de incremento de los costes asociados a operación y mantenimiento " $\Delta C_{O\&M}$ ".

Además, se tendrá en cuenta otros costes asociados a la explotación anual del parque como los costes de seguros " $C_s(x)$ ", costes de arrendamiento " $C_a(x)$ " o costes de gestión " $C_g(x)$ ".

Para el cálculo del VAN se utilizará la siguiente fórmula a partir de [13]:

$$VAN(x) = -I_N(x) + \sum_{k=1}^n \frac{E_k(x)(1 + p_{KWh})^{1+k}}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{C_{O\&M}(x)(1 + \Delta C_{O\&M})^{1+k}}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{C_s(x)}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{C_a(x)}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{C_g(x)}{(1+r)^k} \quad (2)$$

Para el cálculo del TIR:

$$0 = -I_N(x) + \sum_{k=1}^n \frac{F_k(x)}{(1 + TIR)^k} \quad (3)$$

donde:

$VAN(x)$ : Beneficio económico del año  $x$  (€)

$I_N(x)$ : inversión inicial (€)

$E_k(x)$ : beneficios derivados de la venta de energía eléctrica producida (€)

$p_{KWh}$ : Incremento anual en el precio de la energía (%)

$C_{O\&M}(x)$ : costes anuales de operación y mantenimiento (€)

$\Delta C_{O\&M}$ : Incremento anual en los costes de operación y mantenimiento (%)

$C_s(x)$ : costes de seguros (€)

$C_a(x)$ : costes de arrendamiento (€)

$C_g(x)$ : costes de gestión (€)

$r$ : Tasa de interés (%)

$F_k(x)$ : Flujo de caja (€)

$TIR$ : Tasa interna de retorno (%)

#### 3.2.5.1. Inversión inicial

La inversión inicial de este tipo de obras corresponde en su mayoría a la inversión que habrá que realizar por el aerogenerador, hablamos de un coste de entre 800 -1100 €/kW. El precio final del aerogenerador a instalar puede diferir dependiendo del tipo de aerogenerador (síncrono o asíncrono) o de la altura de la torre a instalar.

El incremento de coste de construir una central eólica, por ejemplo, con modelos síncronos se estima de un 10% más caro que la utilización de modelos asíncronos.

Otros costes que se deben tener en cuenta a la hora de realizar la inversión inicial son la obra civil necesaria para remodelar el nuevo parque y sustituir los aerogeneradores, la instalación eléctrica necesaria para adaptar la repotenciación del parque y por último los gastos derivados de procesos administrativos e ingeniería. Además, se gravará un beneficio industrial del 6% de la inversión.

La suma de todos estos gastos nos dará una idea aproximada de la inversión con la que habrá que contribuir para la realización de la repotenciación del parque.

#### 3.2.5.2. Precio de venta de la energía eólica

Los ingresos de cualquier parque eólico provienen de la venta de la producción de la energía eléctrica. Este precio fluctúa debido a que la energía eléctrica en España es comprada a diario en el mercado mayorista por las comercializadoras.

Además, al tratarse la energía eólica de una energía renovable, al precio de venta de la energía hay que sumarle el incentivo correspondiente a la retribución a la inversión plasmado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio [14].

En nuestro estudio se tomarán los precios de venta de la energía eléctrica de los datos proporcionados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), así como del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Como precio de la energía se estimará como referencia el valor medio de los últimos 12 meses, desde abril de 2018 hasta abril de 2019, [15, 16] al que hay que sumarle el precio medio de las retribuciones de régimen especial para calcular la tarifa de exportación del parque. Además, supondremos un incremento anual del precio de la electricidad del 4,9% [17].

Basándonos en la Orden ETU/130/2017 [18] los parámetros retributivos obtenidos para nuestra instalación serán:

- Retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) 2017 - 2019: 109,698 €/MWh.
- Retribución a la operación ( $R_o$ ) 2019: 0 €/MWh.
- Vida útil regulatoria: 20 años
- Coeficiente de ajuste  $C_{1,a}$ : 0,8251
- Nº horas de funcionamiento mínimo anual 2017 - 2019: 1050 h
- Umbral de funcionamiento anual 2017 - 2019: 630 h
- Porcentajes aplicables a  $N_h$  y  $U_f$  anuales, para el cálculo del nº de horas de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses:
  - 3 meses: 15%
  - 6 meses: 30%
  - 9 meses: 45%

$$\text{Retribución específica} = R_{inv} \cdot \text{Potencia instalada} + R_o \cdot \text{Energía anual} \quad (4)$$

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución específica}}{\text{Energía anual producida}} + \text{Precio venta energía} \quad (5)$$

### 3.2.5.3. Costes de operación y mantenimiento

El coste de operación y mantenimiento de un parque eólico se compone generalmente del mantenimiento preventivo (planificado y programado) y del mantenimiento correctivo (no programado).

Para mantener un control de los costes de operación y mantenimiento se deben generar predicciones lo más exactas y detalladas posible con el fin de evitar incertidumbres en relación a estos costes. Habrá que analizar la información específica tanto del parque como de la turbina, así como una amplia base estadística de parques y situaciones similares.

Es necesario desarrollar un estudio estadístico concluyente, que defina de manera efectiva la tasa de fallos de las principales estructuras, componentes mecánicos y componentes eléctricos de las que constan los aerogeneradores (torre, palas, cimentaciones, pitch, multiplicadora, convertidor, sistemas de control...).

Realizar una buena previsión de los costes de operación y mantenimiento es primordial para obtener una futura rentabilidad financiera de cualquier parque a largo plazo.

Basándonos en estudios realizados sobre este tema y de empresas relacionadas con el sector como la AEE (Asociación Empresarial Eólica), IRENA (Internacional Renewable Energy Agency) y AEMER (Asociación de Mantenimiento de Energías Renovables), en el presente proyecto se contemplará un precio medio de costes de O&M de 26,53 €/MWh [10, 19] con un incremento anual inicial del 10% en el precio anual relativo a estos costes [20].

#### 3.2.5.4. Otros costes asociados

##### **Coste de seguros**

Estos costes corresponden principalmente a las coberturas por pérdidas en la producción de energía, responsabilidad civil, reposición de activos y accidentes, etc. En el presente proyecto se supondrá un coste en torno al 8% de los ingresos anuales del parque.

##### **Costes de arrendamiento**

Esta partida de gastos de arrendamiento de los terrenos está relacionada con el canon que se debe pagar por la ocupación del terreno por el parque eólico. Estimaremos un valor medio del 2% de los ingresos anuales.

**Costes de gestión**

Son los costes correspondientes a la actividad económica y de control del parque por parte de la empresa asociada a él durante su explotación. Para el presente proyecto utilizaremos un valor del 4% de los ingresos anuales.

**Impuesto venta de producción de energía (IVPEE)**

El IVPEE fue creado el 27 de diciembre de 2012 por la ley 15/2012 [21] y consiste en un impuesto que tiene por objeto gravar la generación eléctrica a un tipo del 7%. El 6 de octubre de 2018 el Real Decreto Ley 15/2018 [22] introdujo la medida transitoria de suspender el IVPEE durante los próximos 6 meses. Esta exención por lo tanto comprenderá el último trimestre natural de 2018 y el primer trimestre de 2019.

Debido a que es una medida transitoria no se tendrá en cuenta en nuestro proyecto y se gravará anualmente el 7% de los ingresos del parque durante su explotación.

### **3.3. REPOTENCIACIÓN ÓPTIMA EN FUNCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR**

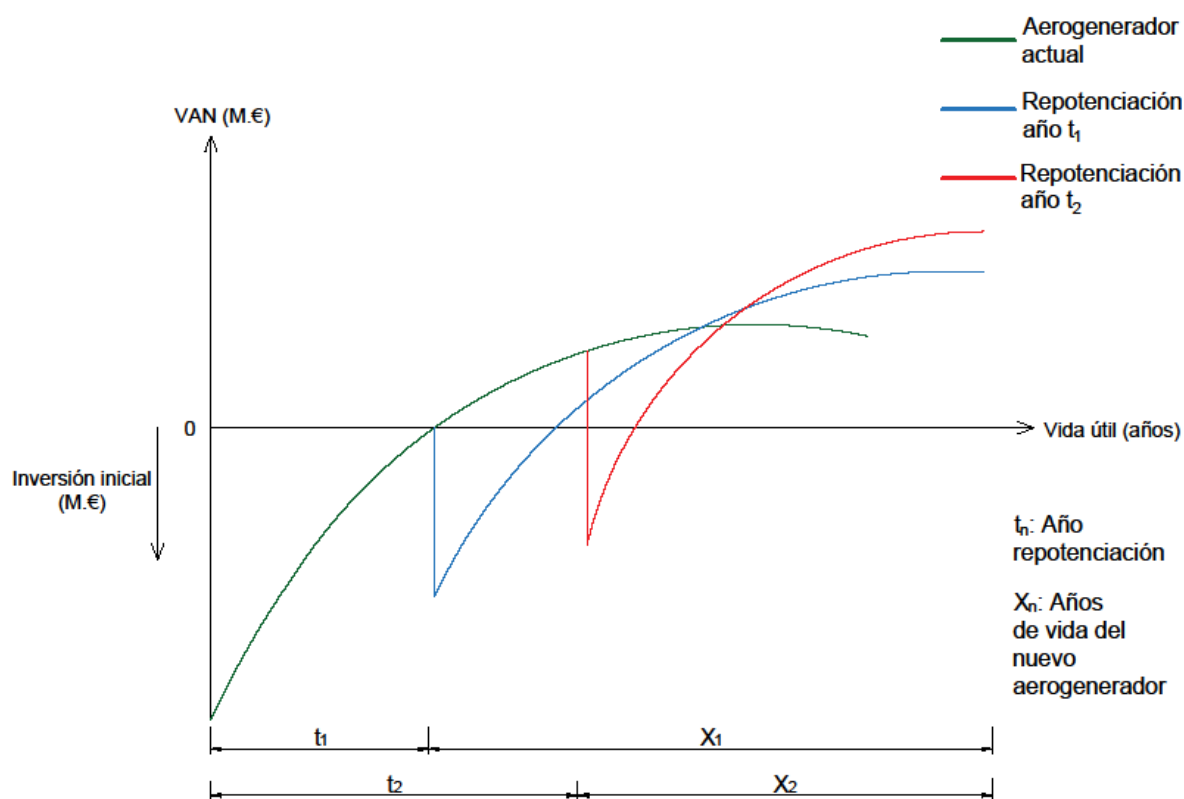
Una vez estudiados los distintos modelos de aerogeneradores que podrían ser instalados en nuestro parque repotenciado, así como la energía que producirán y sus horas equivalentes de funcionamiento se podrá analizar cada modelo de manera económica

Para ello se basará en lo comentado anteriormente en el apartado 3.2.5. Primeramente, será necesario analizar y estudiar económicamente el parque actual, calculando datos interesantes como el año de amortización del parque o su beneficio económico a lo largo de los años.

Una vez estudiado el parque inicial se analizará de igual manera las demás turbinas con las que se quiere repotenciar nuestro parque obteniendo unos datos económicos singulares para cada modelo elegido.

Debido a que el parque antiguo tendrá unas ganancias económicas a lo largo de los años, se estudiará el uso de estas ganancias para aliviar la inversión inicial de cada nuevo modelo de aerogenerador usado en el estudio de la repotenciación del parque.

Con estos datos económicos se estudiará como se comportará el aerogenerador económicamente año a año a lo largo de su vida útil desde el momento que amortizamos el parque antiguo (año  $t_n$ ) hasta el momento en que acabe la vida útil del nuevo aerogenerador (año  $t_n + x_n$ ).



**Ilustración 11. Ejemplo genérico de repotenciación de un parque eólico (Fuente: Elaboración propia).**

Para poder hacer una comparativa real y obtener el momento puntual óptimo de repotenciar nuestro parque para cada modelo analizado se utilizará una vida útil inicial de 20 años, extendiendo su vida útil lo necesario en el caso de que el momento óptimo para repotenciar sobrepase los 20 años certificados ( $X_n$  años).

Se analizarán los beneficios económicos de cada turbina hasta el momento en que acabe su vida útil [23] dividiendo los beneficios obtenidos anualmente (Beneficios totales/año), con el fin de comparar el beneficio que se obtendría en un año con el de los demás años para así obtener el año ideal para repotenciar y obtener la máxima rentabilidad de cada modelo.

Por último, se compararán todos los modelos estudiados entre sí con su año óptimo de repotenciación y su máxima rentabilidad para escoger el que mejor expectativas económicas presente a lo largo de su vida útil.

Todo este proceso quedará expuesto a partir del apartado 4.5.

### **3.4. RED DE MEDIA TENSIÓN**

Como ya se describió anteriormente es importante, cuando se realiza la repotenciación, la colocación de los nuevos aerogeneradores en la pauta del parque anterior, intentando ubicarlos en los puntos donde estaban colocados los anteriores o cerca de ellos. Con esto se consigue aprovechar infraestructuras ya mencionadas como caminos, zanjas de cables, viales, arquetas...

Aunque debido a que los caminos se suelen construir y dimensionar en función de la góndola del aerogenerador, seguramente al repotenciar será necesario el ensanchamiento de estos caminos en función del tamaño del nuevo aerogenerador.

También hay que tener en cuenta que seguramente parte de los caminos antiguos dejen de ser útiles debido al menor número de máquinas a instalar, por ello será necesario reacondicionarlos si ya no se va a seguir dándoles uso.

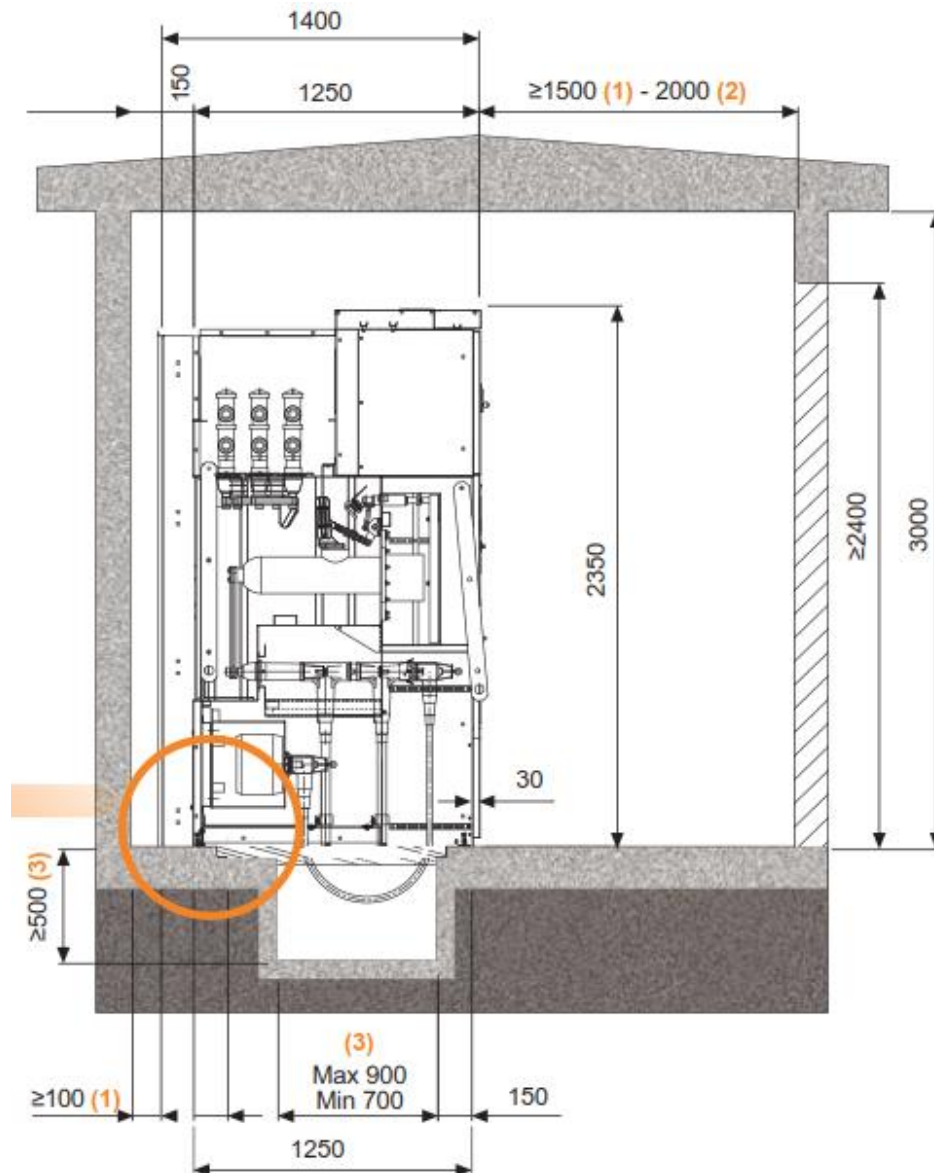
En cuanto a las zanjas del cableado pueden ser en principio reutilizadas sin ningún problema, no así el cableado del parque anterior que va en esas zanjas, debido a que las intensidades y tensiones que tendrá que soportar el nuevo parque serán significativamente mayores.

Para calcular el dimensionamiento de la línea de media tensión que une los aerogeneradores con la subestación, se usará de guía la instrucción técnica complementaria ITC-LAT 07, aprobada en el Real Decreto 223/2008 y la norma UNE 211435:2011 [24, 25]. Se tendrá que calcular la intensidad nominal que circulará por cada tramo y, en función de las intensidades obtenidas, el tipo de cable y el aislamiento.

El objetivo principal de la red de media tensión será la de conectar las celdas de protección de los aerogeneradores entre sí y, a su vez, estas con la subestación.

#### **3.4.1. Celdas para centros de transformación**

Las celdas de los centros de transformación suelen situarse en el interior de cada aerogenerador y su principal función es la de proteger, interconexionar y maniobrar la red de media tensión que une los aerogeneradores con la subestación.

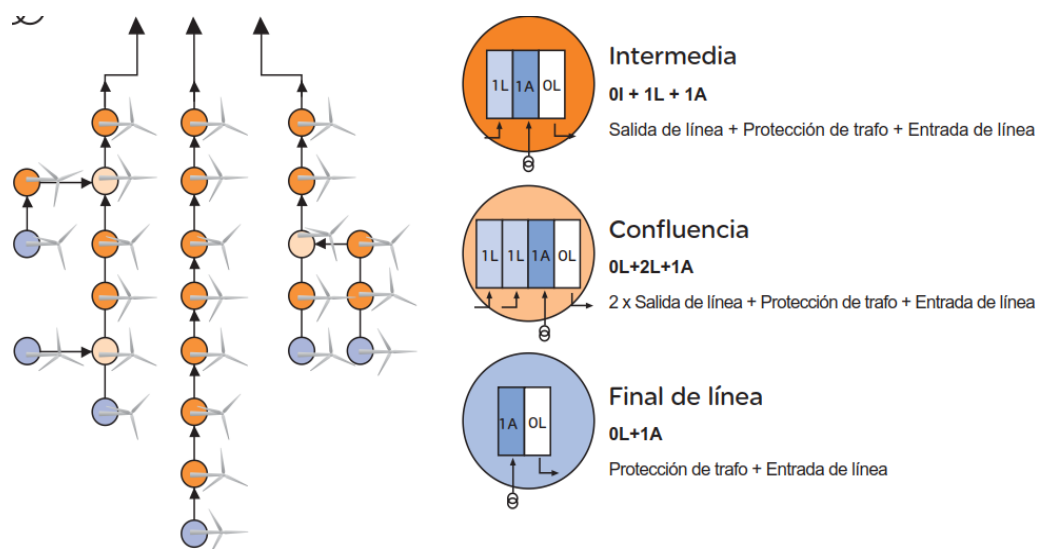


**Ilustración 12. Disposición de celda en planta del edificio (Fuente: [26]).**

Dependiendo de la posición que ocupe el aerogenerador en la red, se pueden clasificar en una posición intermedia, de confluencia o de final de línea. A su vez, dependiendo de la posición del aerogenerador las celdas estarán formadas por dos, tres o hasta cuatro módulos.

La clasificación dependiendo de la posición se puede observar de una manera clara en la (ilustración 13).





**Ilustración 13. Celdas de centros de transformación según posición de los aerogeneradores (Fuente: [26]).**

### 3.4.2. Tensión asignada de la red

La tensión asignada del cable  $U/U_0$  se elegirá de acuerdo con las características y la tensión nominal de la red y los sistemas de puesta a tierra del parque anterior.

Red sistema trifásico			Cable	
Tensión nominal de la red	Tensión más elevada de la red	Categoría de la red	Tensión asignada del cable	Tensión soportada a impulsos
$U_n$	$U_s$		$U_0/U$	$U_p$
kV	kV		kV	kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		

donde

$U_n$ : Valor de la tensión entre fases por el cual se denomina la red y a la cual se refieren ciertas características de servicio de la red.

$U_s$ : Valor más elevado de la tensión eficaz entre fases que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación.

$U_0$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

$U$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

NOTA Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

$U_p$ : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

**Tabla 5. Tensión asignada recomendada para los cables que se deben utilizar en redes trifásicas (Fuente: [25]).**

En la Tabla 5 se especifica la tensión asignada de los cables  $U/U_0$ , así como el nivel de aislamiento a impulsos  $U_p$ , en función de la tensión nominal, de la tensión más elevada y de la categoría de la red.

### 3.4.3. Cálculo de intensidades nominales

Para el cálculo de las intensidades nominales en cada tramo utilizaremos la ecuación (6).

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} \quad (6)$$

donde:

$I_N$ : Intensidad nominal (A).

P: Potencia nominal (kW).

V: Tensión de la red (kV).

Para facilitar los cálculos se supondrá un valor del factor de potencia “ $\cos \varphi$ ” igual a la unidad. La tensión nominal vendrá dada por el parque en cuestión, por lo que la intensidad nominal dependerá solamente de la potencia a evacuar en cada tramo de la instalación de media tensión.

### 3.4.4. Dimensionamiento del conductor

Para realizar el dimensionamiento del conductor será necesario saber el tipo de aislamiento que tendrá el cable de la futura instalación. Para ello se aplicará lo recogido en la Tabla 6.

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
EPR	Etileno propileno	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C
Cubiertas termoplásticas		Temperatura máxima admisible en la pantalla en °C	
PVC	Policloruro de vinilo	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	200 °C (nota 2)
ZI	Compuestos de PE	nota 1 (~70 °C o ~85 °C)	180 °C (nota 2)
NOTA 1 La temperatura admisible es la que resulta de una temperatura máxima de funcionamiento en régimen permanente del cable, que tomamos de ~20 °C inferior a la temperatura del conductor. Las normas de cubierta no especifican el valor de la temperatura en la pantalla en régimen permanente.			
NOTA 2 Se admite una temperatura superior siempre que se pueda demostrar por ensayo que el diseño del cable la puede soportar.			

**Tabla 6. Temperaturas máximas en el conductor y en la pantalla (Fuente: [25]).**

Debido a que el dimensionamiento del conductor consiste en seguir un procedimiento basado en el empleo de diferentes tablas, se utilizará la norma UNE 211435:2011 [25]. A partir de unas condiciones de la instalación denominadas tipo, se tabularán las intensidades admisibles en régimen permanente (8) y los factores de corrección:

- Temperatura del terreno 25°C
- Terna de cables agrupada en grupo o cable unipolar
- Terreno de resistividad térmica de 1,5 K m/W
- Profundidad de instalación 1 m

### 3.4.5. Elección de la sección

Una vez obtenido el factor corrector total, habrá que aplicarlo a la intensidad que pasará por la línea para obtener la sección ideal para cada tramo del parque. El procedimiento empleado será el siguiente:

- a. Calcular el valor de " $I_N$ " mediante la fórmula (6).
- b. Con los valores de las intensidades nominales, se irá a las tablas correspondientes de la norma UNE 211435:2011 para sacar la sección y la intensidad máxima que corresponda con la intensidad de cada tramo.

$$I_N \rightarrow \begin{cases} S \\ I_{max} \end{cases} \quad (7)$$

donde:

$I_N$ : Intensidad nominal (A)

$S$ : Sección (mm<sup>2</sup>)

$I_{max}$ : Intensidad máxima (A)

- c. Una vez obtenida la intensidad máxima utilizaremos los factores correctores para obtener la intensidad máxima admisible por el cable en las condiciones concretas de la instalación.

$$I_{max} * k_t = I_{adm} \quad (8)$$

donde:

$I_{max}$ : Intensidad máxima (A)

$I_{adm}$ : Intensidad admisible (A)

$k_t$ : Factor corrector

- d. Por último, se deberá verificar que la intensidad nominal no será mayor que la intensidad máxima admisible en cada tramo. Si esto sucediese habría que escoger la sección inmediatamente mayor a la elegida.

$$I_N < I_{adm} \quad (9)$$

donde:

$I_N$ : Intensidad nominal (A)

$I_{adm}$ : Intensidad admisible (A)

### 3.4.6. Cálculo de la caída de tensión

Una vez obtenida la sección de los conductores hay que verificar que cumplen los requerimientos mínimos de caída de tensión.

Los límites de caída de tensión vienen detallados en las ITC-BT-14, ITC-BT 15 e ITC-BT-19 [24] y son los recogidos en la Tabla 7.

Parte de la instalación	Para alimentar a :	Caída de tensión máxima en % de la tensión de suministro.	$e=\Delta U_{III}$	$e=\Delta U_I$
LGA: (Línea General de Alimentación)	Suministros de un único usuario	No existe LGA	--	--
	Contadores totalmente concentrados	0,5%	2 V	--
	Centralizaciones parciales de contadores	1,0%	4 V	--
DI (Derivación Individual)	Suministros de un único usuario	1,5%	6 V	3,45 V
	Contadores totalmente concentrados	1,0%	4 V	2,3 V
	Centralizaciones parciales de contadores	0,5%	2 V	1,15 V
Circuitos interiores	Circuitos interiores en viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de alumbrado que no sean viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de fuerza que no sean viviendas	5%	20 V	11,5 V

**Tabla 7. Límites de caídas de tensión reglamentarios (Fuente: [24]).**

Se deduce que el Reglamento establece una caída de tensión máxima del 5% para instalaciones de este tipo. Para el cálculo del incremento de tensión se utilizará la formula (10).

$$\Delta U = \sqrt{3} L I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (10)$$

donde:

$\Delta U$ : Caída de tensión (V)

$L$ : Longitud de la línea (m)

$I$ : Intensidad nominal (A)

$R$ : Resistencia de la línea ( $\Omega$ )

$X$ : Reactancia de la línea ( $\Omega$ )

Como ya se explicó en el comienzo del apartado 3.3.3 el factor de potencia que utilizaremos será la unidad, por lo que “ $\sin \varphi$ ” es prácticamente cero y se anula, simplificándose los cálculos.

La caída de tensión porcentual “ $\varepsilon$ ” se obtiene dividiendo la caída de tensión “ $\Delta U$ ” entre la tensión nominal de la línea “ $V_N$ ”.

$$\varepsilon \% = \frac{\Delta U}{V_N} \quad (11)$$

donde:

$\varepsilon$ : Caída de tensión (%)

$\Delta U$ : Caída de tensión (V)

$V_N$ : Tensión nominal de la red (V)

### **3.5. CONEXIONADO DE TRAFOS EN PARALELO**

Las opciones a analizar que se presentan en la subestación principalmente son dos:

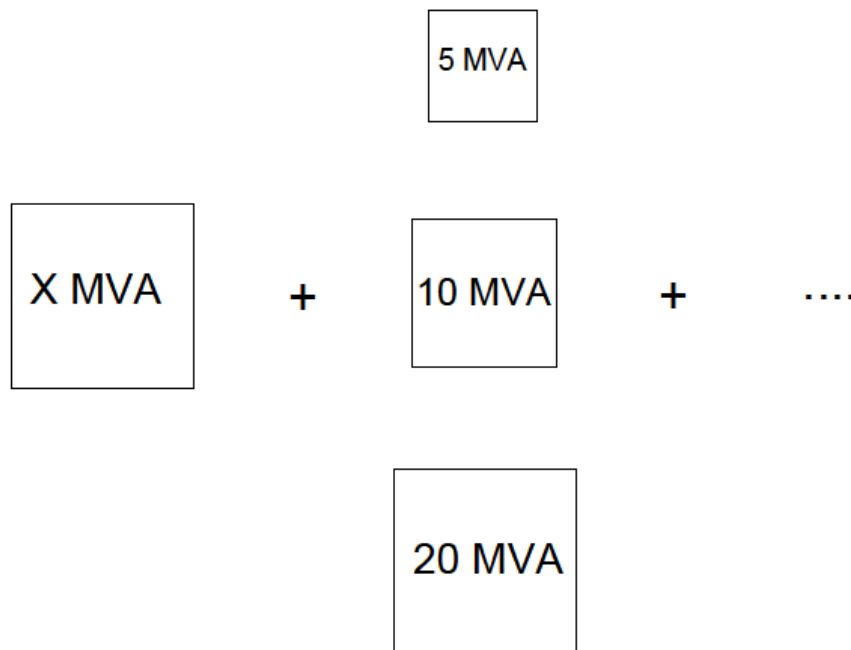
La sustitución de los transformadores actuales por unos de mayor potencia, o analizar el hecho de acoplar transformadores en paralelo al ya existente y en uso.

La compra de un nuevo transformador de potencia para el nuevo parque puede incrementar la inversión inicial sobremanera y afectar a la rentabilidad futura del parque. Por este hecho sin duda la opción más atractiva que se contempla es la del acoplamiento en paralelo debido principalmente a tres factores:

- La compra de un transformador menos potente y más barato
- La reutilización de los transformadores actualmente en uso
- Alargamiento de la vida útil, ya que trabajarán a menor carga (tanto el transformador viejo como el nuevo)

En este proyecto se estudiará tanto la opción de colocar transformadores en paralelo por sus ventajas económicas y de reutilización de componentes, como la opción de sustituir el transformador en uso.

La opción de poner transformadores en paralelo se analizará en función del rango de potencia que se puede incrementar (0%-40%) y de la inversión necesaria a realizar dependiendo de la potencia del transformador a instalar en paralelo con el que estará actualmente en uso. Limitamos el incremento de potencia debido a que, como ya se dijo anteriormente, la repotenciación no podrá superar el 40% de la potencia base del parque.

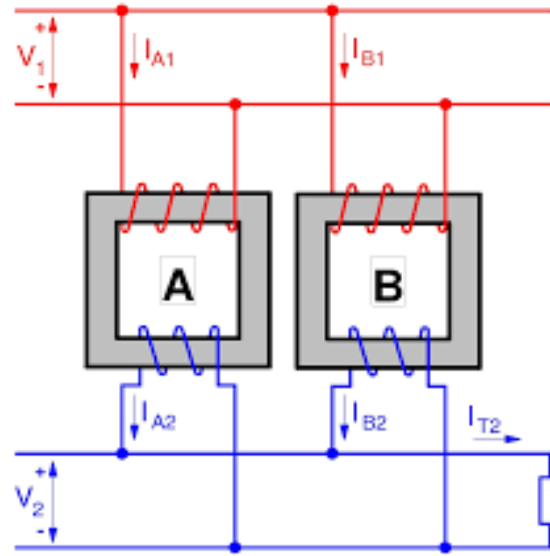


**Ilustración 14. Ejemplo de estudio genérico para la colocación de trafos en paralelo (Fuente: Elaboración propia).**

Para conectar transformadores en paralelo es necesario cumplir una serie de condiciones que hagan viable esta opción. A la hora de conectar varios transformadores en paralelo se unen entre si los primarios por un lado y los secundarios por otro. Con esto conseguimos que todos los transformadores tengan la misma tensión.

Se puede deducir por tanto que una condición importante para conectar transformadores en paralelo es que tengan las mismas tensiones asignadas en el primario y en el secundario. Si se trata de transformadores trifásicos, como será en cualquier parque eólico, no solo es necesario garantizar que las tensiones primaria y secundaria de línea sean iguales, sino también sus argumentos.

De esto se deduce que para que uno o varios transformadores trifásicos se puedan conectar en paralelo es indispensable que tengan la misma relación de tensiones y el mismo índice horario.



**Ilustración 15. Transformadores en paralelo (Fuente: [27]).**

Debido a que todos los transformadores en paralelo deben tener las mismas tensiones primaria y secundaria, cuando se reducen al primario en todos los transformadores se produce la misma caída de tensión. De esto se puede deducir:

$$C_A \varepsilon_{A_{cc}} = C_B \varepsilon_{B_{cc}} = C_N \varepsilon_{N_{cc}} \quad (12)$$

donde:

$C_N$ : Índice de Carga

$\varepsilon_{N_{cc}}$ : Tensión relativa de cortocircuito

Interesa que las tensiones de cortocircuito " $\varepsilon_{cc}$ " de los transformadores sean iguales para evitar que un transformador se cargue más que otro. Como en la práctica es muy difícil este hecho, sucederá que las tensiones relativas de cortocircuito serán diferentes por lo que el transformador más cargado será el que menor tensión relativa de cortocircuito tenga.

Lo deseable es no sobrecargar ningún transformador para evitar sobrecalentamientos y reducciones de su vida útil, por lo que si se desea obtener un rendimiento óptimo de ambos interesa que el transformador más cargado " $C_J$ " transmita su potencia asignada, es decir, que su índice de carga " $C$ " valga la unidad.

$$\left. \begin{array}{l} C_J = 1 \\ C_A \varepsilon_{A_{cc}} = C_J \varepsilon_{J_{cc}} \end{array} \right\} C_A \varepsilon_{A_{cc}} = \varepsilon_{J_{cc}} \rightarrow C_A = \frac{\varepsilon_{J_{cc}}}{\varepsilon_{A_{cc}}} \quad (13)$$

donde:



C: Índice de carga

$\varepsilon$ : Tensión relativa de cortocircuito

Deducimos que la máxima potencia que debe suministrar el transformador “A”:

$$S_A = \frac{\varepsilon_{J_{cc}}}{\varepsilon_{A_{cc}}} S_{AN} \quad (14)$$

donde:

$S_A$ : Potencia máxima suministrada (MVA)

$\varepsilon$ : Tensión de cortocircuito

$S_{AN}$ : Potencia asignada (MVA)

Una vez desarrollada la elección del nuevo transformador será necesario obtener una ubicación óptima e integrarlo en la subestación ya construida.

Para conseguir este objetivo será necesario estudiar la instalación construida y adecuarla para la nueva posición de línea que se querrá introducir en la subestación transformadora.

### **3.6. PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE AT**

Cuando se estudia la viabilidad a la hora de repotenciar un parque eólico no se suele tener en cuenta el análisis de la red de alta tensión que evacuará la energía producida en el parque. Un ejemplo claro lo podemos encontrar en Cabo Vilano [28], la primera repotenciación de uno de los primeros parques eólicos gallegos instalados.

En este tipo de proyectos se habla de la remodelación de instalaciones como la red de media tensión o de la subestación donde llega la energía suministrada por el parque, pero sin especificar prácticamente nada sobre la evacuación y distribución de esa energía a través de la red de alta tensión. No se analizan las posibilidades reales de incrementar la potencia de la red y solamente se basa en repotenciar el parque manteniendo la misma potencia obtenida por el parque antiguo, perdiendo la posibilidad de obtener mayores rentabilidades al limitar tanto la potencia a la hora de repotenciar.

Por este motivo resulta interesante estudiar las posibles alternativas que se pueden obtener para aumentar la potencia que una línea es capaz de transportar, sin la necesidad de construir una línea totalmente nueva [29]. Así se pueden conseguir un impacto visual y ambiental menor, además de tener que realizar una inversión más moderada.

Al aumentar la potencia aumenta también la intensidad nominal de la línea pudiendo llegar a igualar a la intensidad máxima admisible por el cableado. Esta intensidad no debe provocar una pérdida en la resistencia mecánica durante su vida útil para garantizar que las distancias al terreno y a otros elementos cumplen las condiciones reglamentarias más desfavorables de flecha.

Esto hace que haya que limitar la temperatura de servicio para garantizar que no se produzcan reducciones permanentes de la resistencia mecánica de los conductores y se alcance la temperatura de recocido del material, lo que sucede si el cableado funciona permanentemente por encima de unos 90°C.

Al producirse este fenómeno puede producirse un alargamiento plástico del conductor que provoque flechas excesivas y distancias de seguridad no reglamentarias.

Las posibles alternativas existentes para evitar construir de nuevo la línea y evitar reducciones mecánicas importantes al incrementar la potencia son las siguientes:

- Aumentar la temperatura de funcionamiento de la línea respecto de la proyectada en un inicio, respetando las temperaturas máximas de funcionamiento de los conductores (entre 85°C y 100°C) y las distancias reglamentarias en condiciones de flecha máxima. El margen de aumento de la carga a transportar sin cambiar los conductores no suele ser muy amplio y dependerá de la temperatura prevista en el proyecto original. Los principales inconvenientes de esta alternativa serán el aumento tanto de las pérdidas de potencia como de las caídas de tensión de la línea que se producirán al incrementar la potencia.
- Reemplazar los conductores actuales por otros de menor resistencia capaces de transportar mayores cargas a temperaturas de funcionamiento moderadas. Esta solución conlleva el aumento de la sección del conductor a instalar y con ello, del peso y del diámetro. Será necesario revisar el cálculo mecánico de los apoyos, reforzarlos o posiblemente tener que sustituirlos, lo que probablemente resultaría en una inversión alta.
- Realizar una sustitución de los conductores normalmente utilizados en líneas, los ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) por otros compuestos de una aleación

de aluminio, magnesio y silicio (AAAC-All Aluminium Alloy Conductor, (ilustración 16). Para el mismo peso estos últimos son capaces de soportar una mayor tracción mecánica y son capaces de transportar una corriente mayor, sin aumentar la flecha, para una misma tensión de servicio.

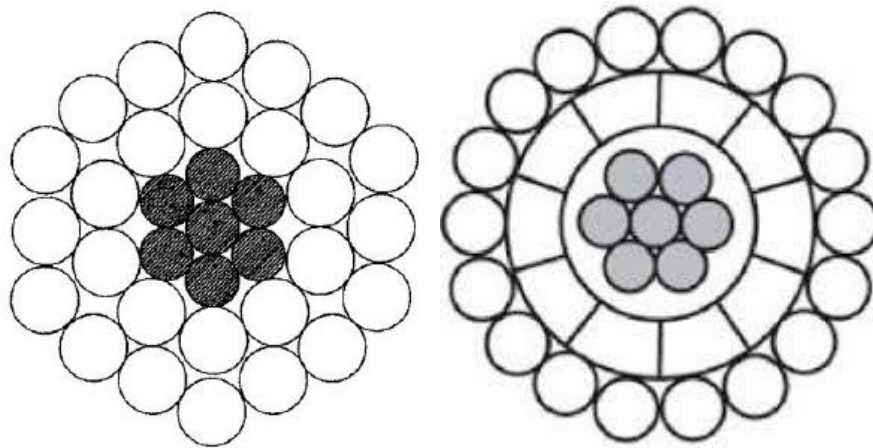
Con este método podemos incrementar del orden de un 50% la carga sin tener que aumentar la temperatura de servicio de la línea, ni el peso, ni el diámetro del conductor.



**Ilustración 16. Conductor AAAC (Fuente: [30]).**

- Sustituir los conductores ACSR de una línea de un conductor por fase, por una línea duplex con conductores que seguirán siendo ACSR, pero de una sección que será la mitad que el conductor inicial. Este método requerirá el replanteo de todos los cálculos mecánicos de los apoyos, de manera que si se quieren mantener los apoyos existentes sería necesario reducir la longitud de los vanos e intercalar apoyos nuevos entre los actuales.
- Por último, otra de las posibilidades más interesantes consiste en la sustitución del cableado existente por otros capaces de funcionar a altas temperaturas, de entre un rango de 150°C hasta incluso 250°C). Se denominan conductores de altas prestaciones térmicas y baja flecha.

Su principal inconveniente es el aumento de la caída de tensión y de las pérdidas de potencia, así como su precio y la dificultad de su instalación.



**Ilustración 17. Comparativa conductor ACSR (izqd) vs GTACSR (drch) (Fuente: [31]).**

## **4. APLICACIÓN PRÁCTICA: PARQUE CAÑONERAS I**

### **4.1. JUSTIFICACIÓN DE LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE**

En el caso de Cañoneras I, el proyecto original cuenta con aerogeneradores de 850 kW de potencia unitaria. Hablamos de aerogeneradores de una escasa potencia en la actualidad para el aprovechamiento teórico que se podría conseguir de la zona, tanto eólica como energéticamente, pudiendo duplicar prácticamente la potencia instalando la mitad de aerogeneradores. Su puesta en funcionamiento tuvo lugar en el año 2008 por lo que como vimos anteriormente empieza a entrar dentro de los parques interesantes para el estudio de su repotenciación.

Se estudiará la instalación de unos aerogeneradores tecnológicamente superiores a los existentes y además se proyectará un aumento de la potencia actual. Todo esto aumentará significativamente la producción de energía y los ingresos del parque junto con una reducción de aerogeneradores a instalar que puede llegar a ser superior al 50%.

### **4.2. ESTUDIO DEL PARQUE ACTUAL**

#### **4.2.1. Características**

Los aerogeneradores actualmente en uso están constituidos por una turbina, un multiplicador y un generador eléctrico situados en lo alto de una torre tubular de 50 m de altura, cimentada sobre una zapata de hormigón armado. El peso total de la torre y de la góndola completa es de 81,2 Tm.

En el parque están instalados actualmente 21 aerogeneradores de la marca Gamesa G-52/850 (tabla 8).

La ubicación, posición y distancias entre los aerogeneradores pueden observarse en los planos 01 y 02.

ROTOR		CAJA DE CAMBIOS	
<b>Diámetro</b>	52 m	<b>Tipo</b>	1 etapa planetaria/ 2 etapas helicoidales
<b>Área de barrido</b>	2.124 m <sup>2</sup>	<b>Frecuencia</b>	50 Hz 1:61,74 60 Hz 1:74,5
<b>Velocidad</b>	Variable 14,6 – 30,8 rpm	<b>Enfriamiento</b>	Bomba y enfriador de aceite
<b>Peso total</b>	33 Ton.	<b>Calentador de aceite</b>	1,5 kW
PALAS		GENERADOR (850 kW)	
<b>Nº Palas</b>	3	<b>Tipo</b>	Doblemente alimentado
<b>Longitud</b>	25,3	<b>Voltaje</b>	690 V
<b>Material</b>	Fibra de vidrio reforzada con epoxi	<b>Numero de polos</b>	4
<b>Peso total pala</b>	1.900 kg	<b>Velocidad</b>	900 – 1900 rpm

Tabla 8. Características aerogenerador Gamesa G52/850 (Fuente: [32]).

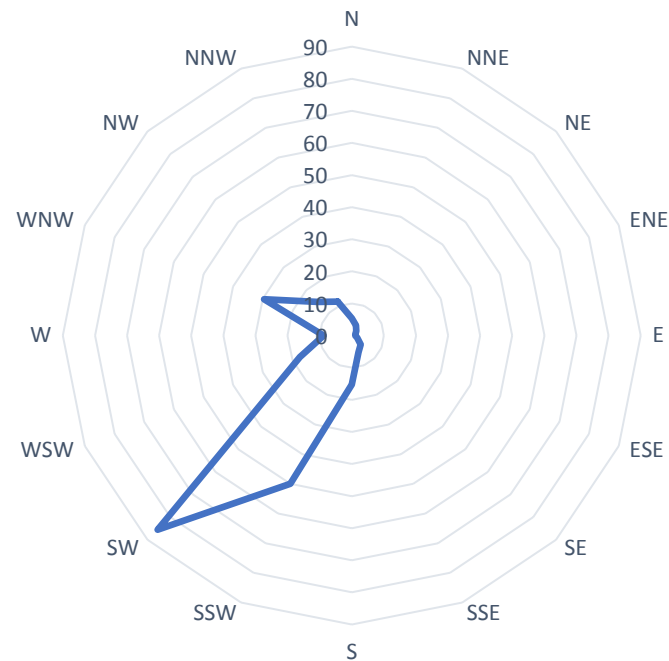
#### 4.2.2. Rosa de los vientos

Como no podemos obtener datos de la zona debido a que no tenemos acceso a la información recopilada por el parque actual, nos basaremos en la plataforma gratuita proporcionada por el IDAE [10]. Con ella obtendremos las velocidades, su frecuencia y los parámetros de Weibull de la zona de Cañoneras I para una altura de 80 m.

<i>Rosa de los Vientos, Cañoneras, Soba.</i>			
	f (%)	v(m/s)	f,v <sup>3</sup>
N	7,01	4,24	5,36
NNE	6,40	3,78	3,47
NE	4,98	3,44	2,02
ENE	3,5	3,21	1,16
E	2,95	3,36	1,12
ESE	3,05	3,92	1,84
SE	3,6	4,77	3,92
SSE	3,44	5,45	5,58
S	4,43	7,01	15,23
SSW	7,62	8,68	49,92

SW	11,00	9,19	85,51
WSW	5,56	6,78	17,46
W	5,08	5,57	8,78
WNW	11,6	6,34	29,56
NW	9,98	5,29	14,79
NNW	9,78	4,88	11,41

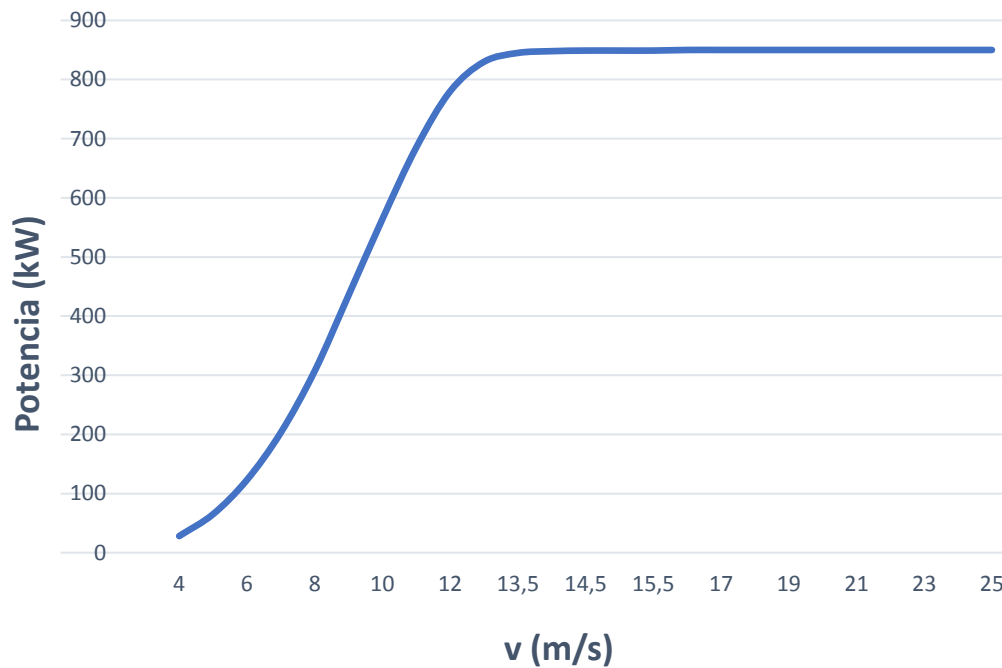
**Tabla 9. Rosa de los vientos de Cañoneras I (Fuente: Elaboración propia a partir de [10]).**



**Ilustración 18. Rosa de los vientos en Cañoneras, Soba. (Fuente: Elaboración propia a partir de [10]).**

#### 4.2.3. Energía producida

Para estimar la energía eléctrica producida anualmente por el aerogenerador colocado en la actualidad, lo primero es conseguir su curva de potencia.



**Ilustración 19. Curva de potencia aerogenerador Gamesa G52/850 (Fuente: [32]).**

Sabiendo que la altura actual donde se encuentra el centro de la góndola son 60 metros será necesario recalcular los parámetros para esa altura en concreto.

Una vez obtenida la velocidad para 60 metros podremos calcular la energía producida anualmente por este tipo de aerogeneradores.



<b>E (MWh/año)</b>	1980,42
<b>K<sub>t</sub></b>	0,87
<b>E.Real (MWh/año)</b>	1722,96
<b>nº aerogeneradores</b>	21
<b>E.Total (GWh/año)</b>	36,18
<b>F<sub>c</sub></b>	0,266
<b>HE (h/año)</b>	2027,02
<b>η<sub>ea</sub> (%)</b>	17,04
<b>Tarifa de exportación(€/MW)</b>	113,05

**Tabla 10. Datos productivos del parque actual (Fuente: Elaboración propia).**

Se observa que las horas de utilización actual de los aerogeneradores colocados es de 2027,02 horas y los 21 aerogeneradores conjuntamente aportan una energía media al año de 36,182 GWh/año.

#### **4.2.4. Análisis económico del aerogenerador actual (G52/850)**

Basándonos en el presupuesto del proyecto original de Cañoneras I [33] y sabiendo el coste de cada infraestructura construida en la instalación del parque actual conseguimos sacar un estudio económico del parque con el fin de poder estudiar su repotenciación más adelante con mayor exactitud.

Las partidas que se han tenido en cuenta en la realización del estudio son:

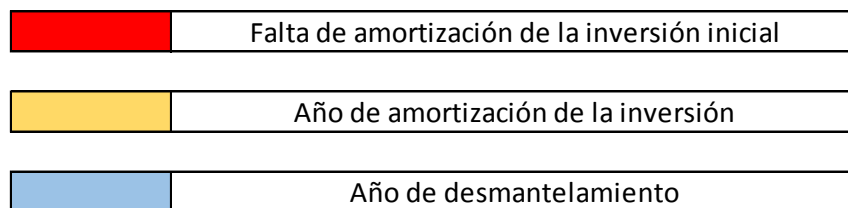
- Coste aerogenerador
- Coste obra civil
  - Construcción aerogenerador
  - Accesos
  - Conexión aerogeneradores a subestación
  - Reacondicionamiento del terreno

- Coste Instalación eléctrica
  - Centros de transformación
  - Conexiónado CT a subestación
  - Subestación 55/20
  - Línea A.T

Todas estas partidas constituirán el presupuesto de la inversión inicial al que habrá que sumarle:

- Inversión Inicial (coste aerogenerador, coste obra civil, coste instalación eléctrica).
  - Otros gastos (13% inversión Inicial)
  - Beneficio Industrial (6% inversión Inicial)

El análisis económico por tanto del parque actual nos queda de la siguiente manera:



Gamesa G52/850															
	Potencia (MW)	Coste aerogenerador (M€)	Producción (MWh)	Tarifa exportación (€/Mwh)	Ingresos (€)	G. Op&M (€/Mwh)	G. Op&M (M€)	r	Δp <sub>kwh</sub>	ΔCo&p					
G52/850	0,85	0,57	36182	113,05	4,090	26,53	0,960	5%	4,90%	10,00%					
Años	Costes Aerogeneradores (M€)	Gasto Inst. Eléctrica (M€)	Gasto obra civil (M€)	Inversión inicial (M€)	Otros gastos (13%)	Beneficio ind. (6%)	Ingresos anuales (M€)	Gastos Op&M (M€)	Coste seguro (M€)	Coste arrendamiento (M€)	Coste gestión (M€)	Flujo de caja Bruto (M€)	IVPEE (M€)	Flujo de caja Neto (M€)	VAN (M€)
0	11,95	3,18	3,79	18,92	2,46	1,14	-	-	-	-	-	-	-		-22,52
1	-	-	-	-	-	-	4,50	1,16	0,36	0,09	0,18	2,58	0,18	2,40	-20,12
2	-	-	-	-	-	-	4,72	1,28	0,38	0,09	0,19	2,52	0,18	2,35	-17,77
3	-	-	-	-	-	-	4,95	1,41	0,40	0,10	0,20	2,47	0,17	2,29	-15,48
4	-	-	-	-	-	-	5,20	1,55	0,42	0,10	0,21	2,40	0,17	2,24	-13,24
5	-	-	-	-	-	-	5,45	1,70	0,44	0,11	0,22	2,34	0,16	2,18	-11,07
6	-	-	-	-	-	-	5,72	1,87	0,46	0,11	0,23	2,27	0,16	2,11	-8,95
7	-	-	-	-	-	-	6,00	2,06	0,48	0,12	0,24	2,20	0,15	2,05	-6,90
8	-	-	-	-	-	-	6,29	2,26	0,50	0,13	0,25	2,13	0,15	1,98	-4,92
9	-	-	-	-	-	-	6,60	2,49	0,53	0,13	0,26	2,05	0,14	1,91	-3,01
10	-	-	-	-	-	-	6,92	2,74	0,55	0,14	0,28	1,97	0,14	1,84	-1,18
11	-	-	-	-	-	-	7,26	3,01	0,58	0,15	0,29	1,89	0,13	1,76	0,58
12	-	-	-	-	-	-	7,62	3,31	0,61	0,15	0,30	1,80	0,13	1,68	2,26
13	-	-	-	-	-	-	7,99	3,65	0,64	0,16	0,32	1,71	0,12	1,59	3,85
14	-	-	-	-	-	-	8,38	4,01	0,67	0,17	0,34	1,62	0,11	1,50	5,35
15	-	-	-	-	-	-	8,79	4,41	0,70	0,18	0,35	1,52	0,11	1,41	6,76
16	-	-	-	-	-	-	9,22	4,85	0,74	0,18	0,37	1,41	0,10	1,31	8,07
17	-	-	-	-	-	-	9,68	5,34	0,77	0,19	0,39	1,30	0,09	1,21	9,29
18	-	-	-	-	-	-	10,15	5,87	0,81	0,20	0,41	1,19	0,08	1,10	10,39
19	-	-	-	-	-	-	10,65	6,46	0,85	0,21	0,43	1,07	0,07	0,99	11,38
20	-	-	-	-	-	-	11,17	7,10	0,89	0,22	0,45	0,94	0,07	0,88	12,26
21	-	-	-	-	-	-	11,72	7,81	0,94	0,23	0,47	0,81	0,06	0,76	13,02
22	-	-	-	-	-	-	12,29	8,60	0,98	0,25	0,49	0,68	0,05	0,63	13,64
23	-	-	-	-	-	-	12,89	9,45	1,03	0,26	0,52	0,53	0,04	0,49	14,14
24	-	-	-	-	-	-	13,53	10,40	1,08	0,27	0,54	0,38	0,03	0,36	14,49
25	-	-	-	-	-	-	14,19	11,44	1,14	0,28	0,57	0,22	0,02	0,21	14,70
26	-	-	-	-	-	-	14,88	12,58	1,19	0,30	0,60	0,06	0,00	0,06	14,76
27	-	-	-	-	-	-	15,61	13,84	1,25	0,31	0,62	-0,11	-0,01	-0,10	14,66
28	-	-	-	-	-	-	16,38	15,23	1,31	0,33	0,66	-0,29	-0,02	-0,27	14,38
29	-	-	-	-	-	-	17,18	16,75	1,37	0,34	0,69	-0,48	-0,03	-0,45	13,94
30	-	-	-	-	-	-	18,02	18,42	1,44	0,36	0,72	-0,68	-0,05	-0,63	13,31

Tabla 11. Análisis económico del parque actual Cañoneras I (Fuente: Elaboración propia).

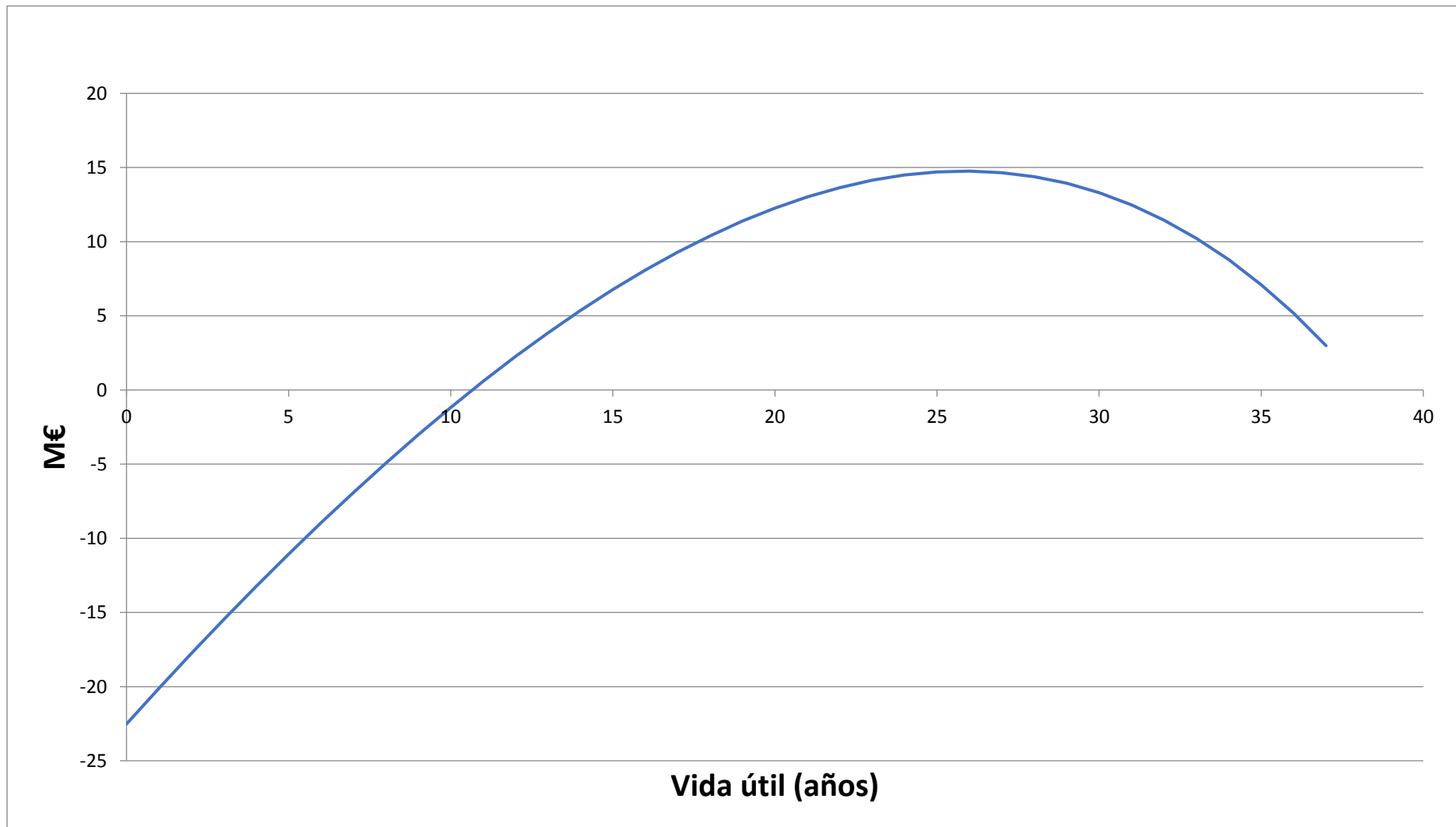


Ilustración 20. VAN obtenido para el parque actual Cañoneras I (Fuente: Elaboración propia).

### 4.3. SELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE

Para el estudio de repotenciación realizado en este trabajo se han estudiado diferentes modelos de aerogenerador de las marcas Siemens- Gamesa, Vestas y Enercon. Se han buscado los modelos que mejor se adapten a la zona de nuestro parque eólico Cañoneras I. Para ello habrá que basarse en la clase de viento de la zona para conseguir una primera selección, en este caso se tiene una velocidad elevada por lo que la clase de viento del parque actual es IEC I. Los modelos seleccionados de cada compañía son:

<b><u>MARCA</u></b>	<b><u>MODELO</u></b>	<b><u>POTENCIA UNITARIA (kW)</u></b>
<b>Siemens - Gamesa</b>	SG 3,4 - 132	3465
<b>Siemens - Gamesa</b>	SG 2,6 - 114	2625
<b>Vestas</b>	V120 – 2,2	2200
<b>Vestas</b>	V90 – 2,0	2000
<b>Vestas</b>	V117 – 3,45	3450
<b>Enercon</b>	E 82 E4	2350
<b>Enercon</b>	E82 E4	3000
<b>Enercon</b>	E70	2300
<b>Enercon</b>	E115	2990

**Tabla 12. Aerogeneradores elegidos para la repotenciación del parque Cañoneras I (Fuente: Elaboración propia a partir de [34-36]).**

Elegidos los aerogeneradores a partir de la clase de viento de la zona, el siguiente paso ha sido estudiar su colocación en el parque. Para ello se facilitará una tabla estudiando su colocación para distancias mínimas de entre un rango de 3 y 5 veces el diámetro de cada modelo y analizando cuantos aerogeneradores de cada tipo podrían ser colocados, así como el incremento de potencia conseguido respecto a la del parque base.

<i>Modelo</i>	<i>Distancia</i>	<i>Distancia mínima (m)</i>	<i>Número de aerogeneradores</i>	<i>Potencia Total</i>	<i><math>\Delta</math> Potencia (%)</i>
<i>SG 3,4 - 132</i>	3	396	7	24225	35,71
	4	528	6	20790	16,47
	5	660	5	17325	-
<i>SG 2,6 - 114</i>	3	342	9	23625	32,35
	4	456	7	18375	2,94
	5	570	6	15750	-
<i>V120 - 2,2</i>	3	360	8	17600	-
	4	480	6	13200	-
	5	600	6	13200	-
<i>V90 - 2,0</i>	3	270	11	22000	23,25
	4	360	8	16000	-
	5	450	7	14000	-
<i>V117 - 3,45</i>	3	352	7	24150	35,29
	4	468	7	24150	35,29
	5	585	6	20700	15,96
<i>E82 E4 - 2350</i>	3	246	10	23500	31,65
	4	328	9	21150	18,48
	5	410	8	18800	5,32
<i>E82 E4 - 3000</i>	3	246	8	24000	34,45
	4	328	8	24000	34,45
	5	410	8	24000	34,45
<i>E70</i>	3	210	10	23000	28,85
	4	280	10	23000	28,85
	5	350	9	20700	15,96
<i>E115</i>	3	345	8	23920	34
	4	460	7	20930	17,25
	5	575	6	17940	0,5

**Tabla 13. Parametrizado de los aerogeneradores a estudiar. (Fuente: Elaboración propia a partir de [34-36]).**

#### 4.4. ESTUDIO TÉCNICO DE LOS AEROGENERADORES SELECCIONADOS

Una vez obtenida la tabla con los parámetros necesarios se procederá al estudio de los aerogeneradores desde el punto de vista técnico, haciendo una criba inicial que se basará en los aerogeneradores que cumplan las distancias exigidas y puedan aprovechar los recursos que ofrece nuestro emplazamiento de mejor manera.

<i>Modelo</i>	<i>Distancia</i>	<i>Distancia mínima (m)</i>	<i>Numero de aerogeneradores</i>	<i>Potencia Total (kW)</i>	<i>Δ Potencia (%)</i>
SG 3,4 - 132	Ø 3	396	7	24225	35,71
SG 2,6 - 114	Ø 3	342	9	23625	32,35
V90 - 2,0	Ø 3	270	11	22000	23,25
V117 - 3,45	Ø 4	468	7	24150	35,29
E82 E4 - 2350	Ø 3	246	10	23500	31,65
E82 E4 - 3000	Ø 5	350	8	24000	34,45
E70	Ø 4	280	10	23000	28,85
E115	Ø 3	345	8	23920	34

**Tabla 14. Aerogeneradores elegidos para el análisis económico (Fuente: Elaboración propia a partir de [34-36]).**

De la misma manera que se estudió anteriormente el parque actual en el apartado 4.2, se analizará técnicamente cada nuevo modelo sacando datos como la energía producida, las horas de utilización, la tarifa de exportación, etc. Todos estos datos serán necesarios para la realización del estudio económico.

<i>Modelo</i>	<i>Energía Real unitaria (GWh/año)</i>	<i>Numero de aerogeneradores</i>	<i>Energía Total (GWh/año)</i>	<i>HE (h/año)</i>	<i>Tarifa de exportación(€/MW)</i>
SG 3,4 - 132	10,16	7	71,11	2931,72	96,35
SG 2,6 - 114	6,72	9	60,50	2560,99	101,36
V90 - 2,0	49,90	11	54,88	2494,472	102,91
V117 - 3,45	7,35	7	51,45	2130,61	110,42
E82 E4 - 2350	4,99	10	49,97	2126,4	110,52
E82 E4 - 3000	5,58	8	44,63	1859,79	117,92
E70	4,60	10	46,02	2001,40	113,75
E115	7,32	8	58,60	2449,91	103,71

**Tabla 15. Estudio técnico de los aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia a partir de [34-36]).**

## **4.5. EJEMPLO DE ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN PARA EL MODELO SG 2,6 – 114**

Para obtener el aerogenerador que mejor convenga a la ubicación de nuestro parque es necesario hacer un estudio económico preliminar de cada una de las turbinas estudiadas en el apartado anterior, con el fin de observar con cual se conseguirá un mayor rendimiento económico a lo largo de la vida útil de la instalación. Se analizará el parque para una vida útil inicial de 20 años con una extensión de su vida útil si fuese positivo y rentable, para ello se aplicará la metodología económica explicada en el apartado 3.1.5 y aplicada en el análisis financiero del parque actual del apartado 4.2.4.

Se estudiarán varios escenarios dependiendo del modelo de cada aerogenerador. Por este motivo se obtendrán 8 escenarios (1 por cada aerogenerador), además del escenario inicial con los aerogeneradores actualmente en uso. Se analizará el Valor Neto (VAN), el TIR, el año puntual en el que se deberá hacer efectiva la repotenciación de cada modelo, y la recuperación de la inversión inicial (Payback) para cada escenario.

Se tomará como ejemplo los cálculos realizados en el aerogenerador SG 2,6 – 114, ya que todos los aerogeneradores se han analizado de la misma manera.



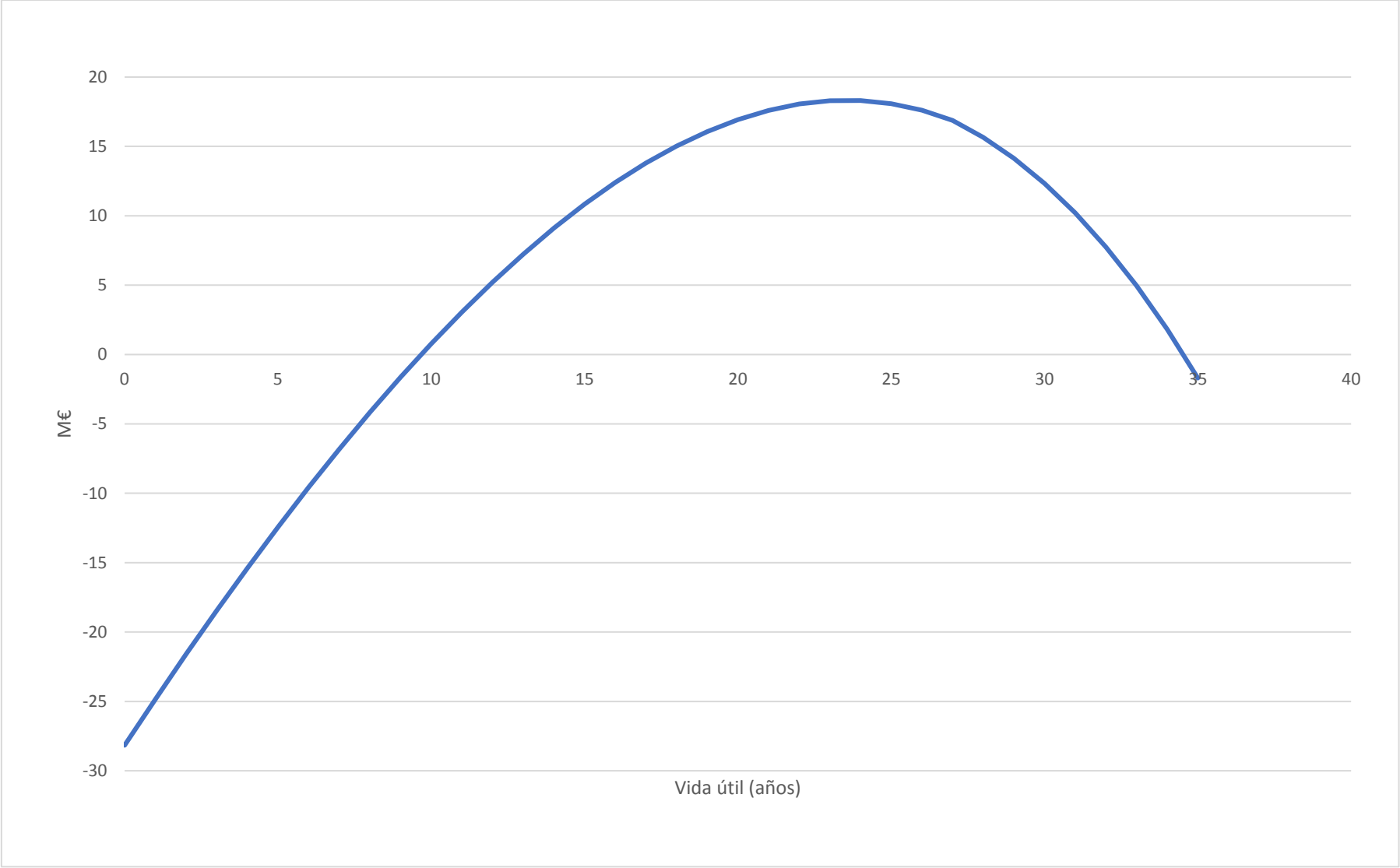


Ilustración 21. Análisis económico del aerogenerador SG 114 - 2,6 (Fuente: Elaboración propia).

G52 - 850			SG 114 / 2600		
Año	VAN (M€)	Beneficio (M€)	Año	VAN (M€)	Beneficio (M€)
0	-22,52	-	0	-28,16	-
1	-20,12	2,40	1	-24,84	3,32
2	-17,77	2,35	2	-21,60	3,24
3	-15,48	2,29	3	-18,45	3,15
4	-13,24	2,24	4	-15,39	3,06
5	-11,07	2,18	5	-12,43	2,96
6	-8,95	2,11	6	-9,57	2,86
7	-6,90	2,05	7	-6,81	2,76
8	-4,92	1,98	8	-4,16	2,65
9	-3,01	1,91	9	-1,63	2,53
10	-1,18	1,84	10	0,78	2,41
11	0,58	1,76	11	3,07	2,29
12	2,26	1,68	12	5,22	2,15
13	3,85	1,59	13	7,24	2,02
14	5,35	1,50	14	9,11	1,87
15	6,76	1,41	15	10,83	1,72
16	8,07	1,31	16	12,40	1,57
17	9,29	1,21	17	13,80	1,40
18	10,39	1,10	18	15,03	1,23
19	11,38	0,99	19	16,08	1,05
20	12,26	0,88	20	16,94	0,86
21	13,02	0,76	21	17,60	0,66
22	13,64	0,63	22	18,05	0,46
23	14,14	0,49	23	18,29	0,24
24	14,49	0,36	24	18,31	0,01
25	14,70	0,21	25	18,08	-0,22
26	14,76	0,06	26	17,61	-0,47
27	14,66	-0,10	27	16,88	-0,73
28	14,38	-0,27	28	15,65	-1,23
29	13,94	-0,45	29	14,14	-1,51
30	13,31	-0,63	30	12,33	-1,81

Tabla 16. VAN de los aerogeneradores G52 - 850 y SG 114 - 2600 (Fuente: Elaboración propia).

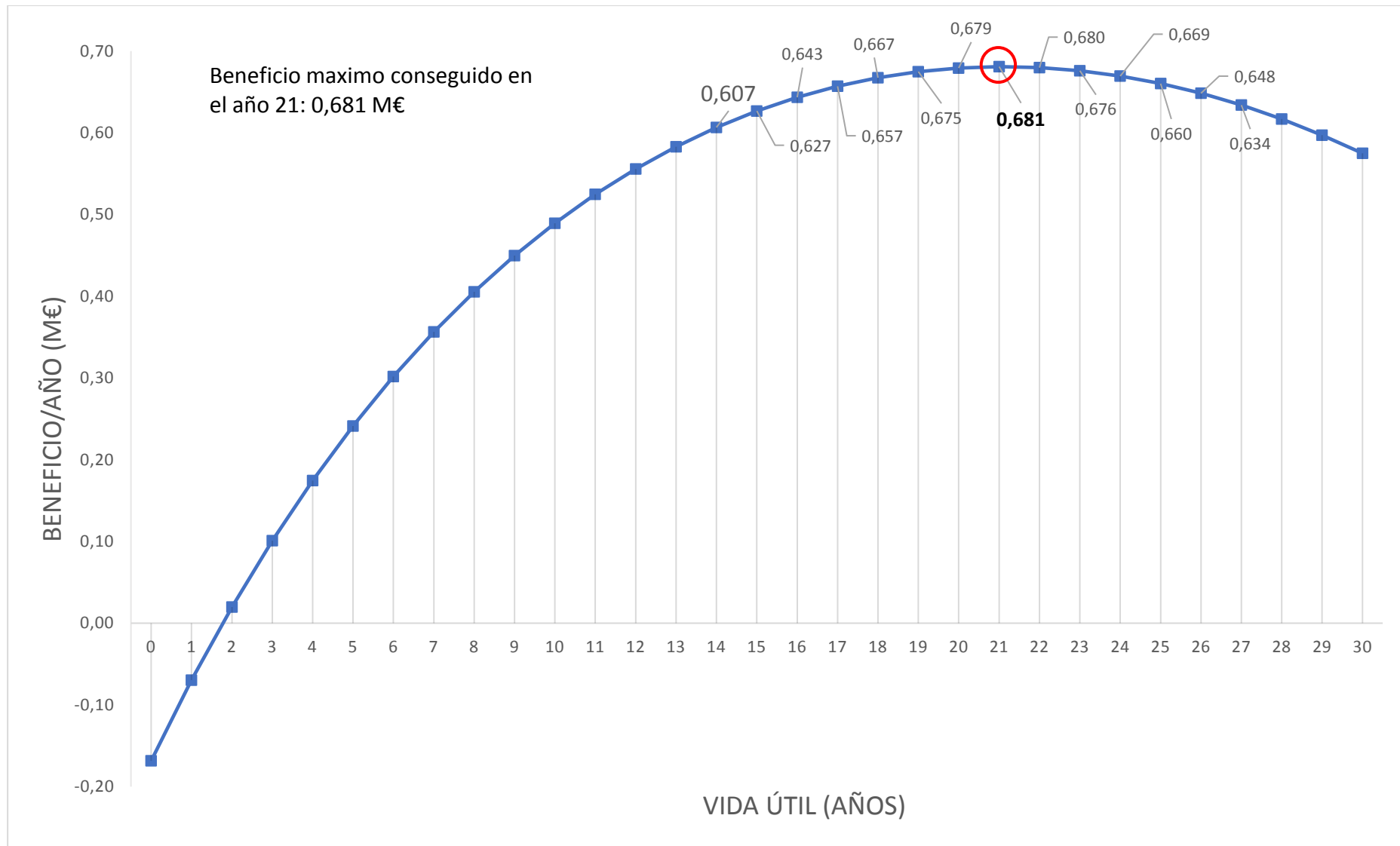


Ilustración 22. Obtención del año de repotenciación óptimo para el aerogenerador SG 114 - 2600 (Fuente: Elaboración propia).

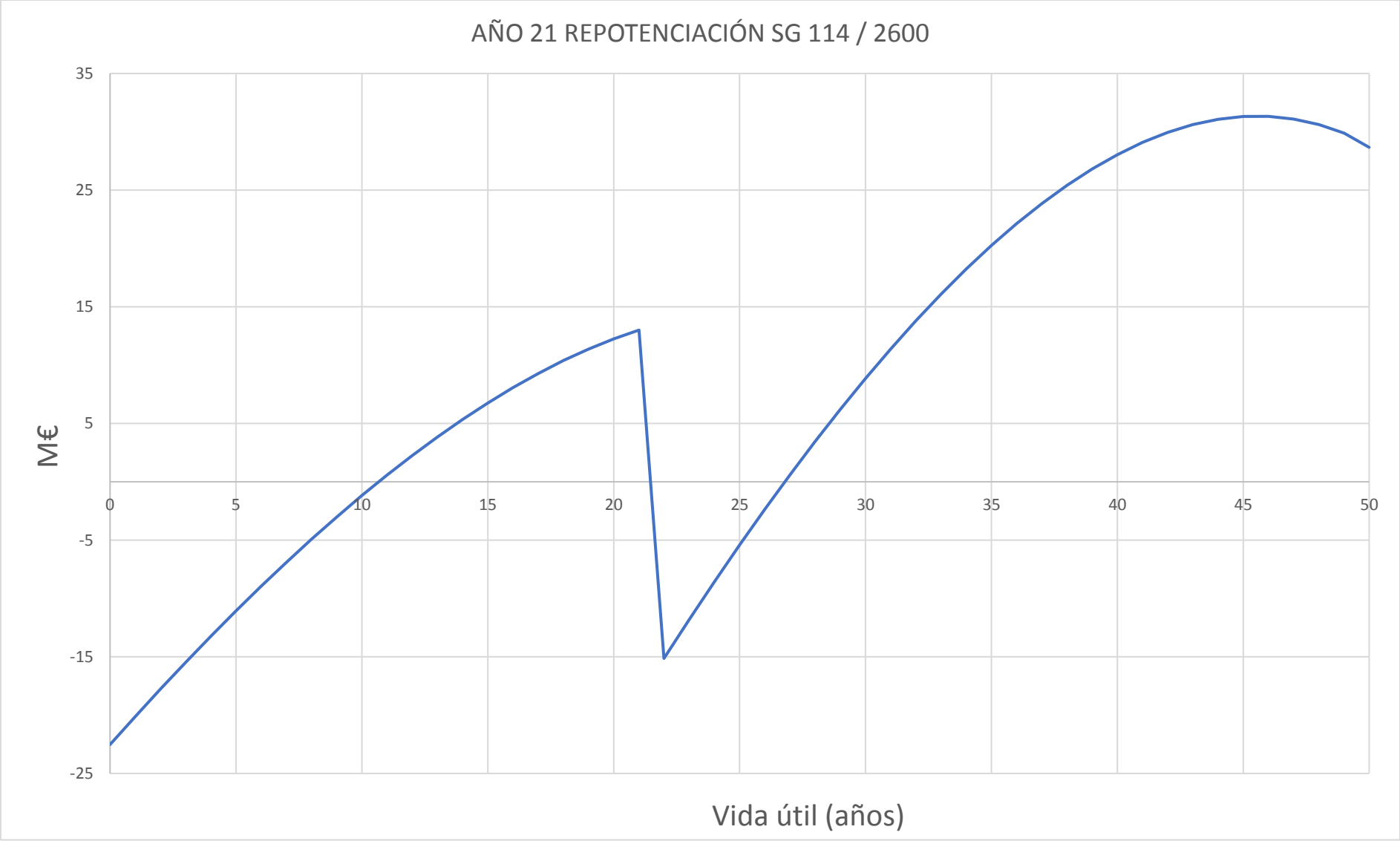


Ilustración 23. VAN de la repotenciación del parque con el modelo SG 114 - 2600 (Fuente: Elaboración propia).

Primeramente, en la Ilustración 21 observamos el análisis económico del aerogenerador SG 114 – 2600 a partir de lo expuesto en los apartados 3.1.5 y 4.2.4.

A partir de lo expuesto en la tabla 16 hemos obtenido el año óptimo para repotenciar este aerogenerador estudiado como ejemplo. Para ello hemos calculado el beneficio obtenido dependiendo del año en que se repotenciaría el parque hasta una extensión de su vida útil de 30 años (ilustración 22).





Se estimó una extensión de vida útil exagerada de unos 10 años más de vida para obtener unos resultados mejores y poder comparar con mejor perspectiva futura la repotenciación con cada modelo.

Por último, en la ilustración 23 se puede observar el análisis económico obtenido repotenciando nuestro parque con el aerogenerador SG 114 – 2600, se supondrá que los ingresos obtenidos durante la vida útil del aerogenerador actual servirán para hacer frente a la repotenciación.

#### **4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN DEL RESTO DE AEROGENERADORES SELECCIONADOS**

Una vez conseguido el año de la repotenciación con cada modelo solo queda compararlos y poner todos los modelos de aerogenerador en común para saber con cual se obtendrán mayores beneficios al final de su vida útil.

A continuación, se destacan los siguientes colores que se refieren a:

	Año adecuado para repotenciar cada aerogenerador
	Año de amortización de la repotenciación
	Año de desmantelamiento
	Falta de amortización de la inversión inicial

AÑO 23 REPOTENCIACIÓN SG 132 / 3465				AÑO 23 REPOTENCIACIÓN V 117 / 3450			
SG 132 / 3465				V 117 / 3450			
Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)		Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)	
0	-	-22,52		0	-	-22,52	
1	2,40	-20,12		1	2,40	-20,12	
2	2,35	-17,77		2	2,35	-17,77	
3	2,29	-15,48		3	2,29	-15,48	
4	2,24	-13,24		4	2,24	-13,24	
5	2,18	-11,07		5	2,18	-11,07	
6	2,11	-8,95		6	2,11	-8,95	
7	2,05	-6,90		7	2,05	-6,90	
8	1,98	-4,92		8	1,98	-4,92	
9	1,91	-3,01		9	1,91	-3,01	
10	1,84	-1,18		10	1,84	-1,18	
11	1,76	0,58		11	1,76	0,58	
12	1,68	2,26		12	1,68	2,26	
13	1,59	3,85		13	1,59	3,85	
14	1,50	5,35		14	1,50	5,35	
15	1,41	6,76		15	1,41	6,76	
16	1,31	8,07		16	1,31	8,07	
17	1,21	9,29		17	1,21	9,29	
18	1,10	10,39		18	1,10	10,39	
19	0,99	11,38		19	0,99	11,38	
20	0,88	12,26		20	0,88	12,26	
21	0,76	13,02		21	0,76	13,02	
22	0,63	13,64		22	0,63	13,64	
23	0,49	14,14		23	0,49	14,14	
24	-	-15,39		24	0,00	-13,65	
25	3,00	-12,39		25	2,59	-11,06	
26	2,90	-9,49		26	2,52	-8,54	
27	2,80	-6,69		27	2,44	-6,09	
28	2,69	-4,01		28	2,37	-3,73	
29	2,58	-1,43		29	2,28	-1,44	
30	2,46	1,03		30	2,20	0,75	
31	2,34	3,36		31	2,11	2,86	
32	2,21	5,57		32	2,02	4,88	
33	2,07	7,65		33	1,92	6,80	
34	1,93	9,58		34	1,82	8,61	
35	1,79	11,36		35	1,71	10,32	
36	1,63	13,00		36	1,60	11,92	
37	1,47	14,47		37	1,48	13,40	
38	1,30	15,77		38	1,36	14,76	
39	1,13	16,90		39	1,23	15,99	
40	0,94	17,84		40	1,10	17,09	
41	0,75	18,59		41	0,96	18,05	
42	0,55	19,14		42	0,81	18,86	
43	0,34	19,48		43	0,66	19,52	
44	0,12	19,60		44	0,50	20,02	
45	-0,11	19,48		45	0,33	20,35	
46	-0,36	19,13		46	0,16	20,50	
47	-0,61	18,52		47	-0,03	20,47	
48	-0,87	17,65		48	-0,22	20,25	
49	-1,15	16,49		49	-0,42	19,83	
50	-1,44	15,05		50	-0,63	19,20	

Tabla 17. VAN repotenciación de los modelos SG 132/3465 y V 117/3450 (Fuente: Elaboración propia).

AÑO 21 REPOTENCIACIÓN E 115 / 2990				AÑO 21 REPOTENCIACIÓN SG 114 / 2600			
E 115 / 2990				SG 114 / 2600			
Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)		Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)	
0	-	-22,52		0	-	-22,52	
1	2,40	-20,12		1	2,40	-20,12	
2	2,35	-17,77		2	2,35	-17,77	
3	2,29	-15,48		3	2,29	-15,48	
4	2,24	-13,24		4	2,24	-13,24	
5	2,18	-11,07		5	2,18	-11,07	
6	2,11	-8,95		6	2,11	-8,95	
7	2,05	-6,90		7	2,05	-6,90	
8	1,98	-4,92		8	1,98	-4,92	
9	1,91	-3,01		9	1,91	-3,01	
10	1,84	-1,18		10	1,84	-1,18	
11	1,76	0,58		11	1,76	0,58	
12	1,68	2,26		12	1,68	2,26	
13	1,59	3,85		13	1,59	3,85	
14	1,50	5,35		14	1,50	5,35	
15	1,41	6,76		15	1,41	6,76	
16	1,31	8,07		16	1,31	8,07	
17	1,21	9,29		17	1,21	9,29	
18	1,10	10,39		18	1,10	10,39	
19	0,99	11,38		19	0,99	11,38	
20	0,88	12,26		20	0,88	12,26	
21	0,76	13,02		21	0,76	13,02	
22	0,00	-17,37		22	-	-15,15	
23	3,49	-13,88		23	3,32	-11,82	
24	3,41	-10,47		24	3,24	-8,59	
25	3,32	-7,16		25	3,15	-5,43	
26	3,22	-3,93		26	3,06	-2,38	
27	3,12	-0,81		27	2,96	0,59	
28	3,02	2,21		28	2,86	3,45	
29	2,92	5,13		29	2,76	6,21	
30	2,80	7,93		30	2,65	8,85	
31	2,69	10,62		31	2,53	11,38	
32	2,56	13,18		32	2,41	13,80	
33	2,44	15,62		33	2,29	16,08	
34	2,30	17,92		34	2,15	18,24	
35	2,16	20,08		35	2,02	20,25	
36	2,02	22,10		36	1,87	22,13	
37	1,86	23,96		37	1,72	23,85	
38	1,70	25,67		38	1,57	25,42	
39	1,54	27,20		39	1,40	26,82	
40	1,36	28,56		40	1,23	28,04	
41	1,18	29,74		41	1,05	29,09	
42	0,98	30,72		42	0,86	29,95	
43	0,78	31,51		43	0,66	30,61	
44	0,57	32,08		44	0,46	31,07	
45	0,35	32,44		45	0,24	31,31	
46	0,12	32,56		46	0,01	31,32	
47	-0,12	32,44		47	-0,22	31,10	
48	-0,37	32,07		48	-0,47	30,63	
49	-0,63	31,44		49	-0,73	29,90	
50	-0,91	30,53		50	-1,23	28,67	

Tabla 18. VAN repotenciación de los modelos E 115/2990 y SG 114/2600 (Fuente: Elaboración propia).

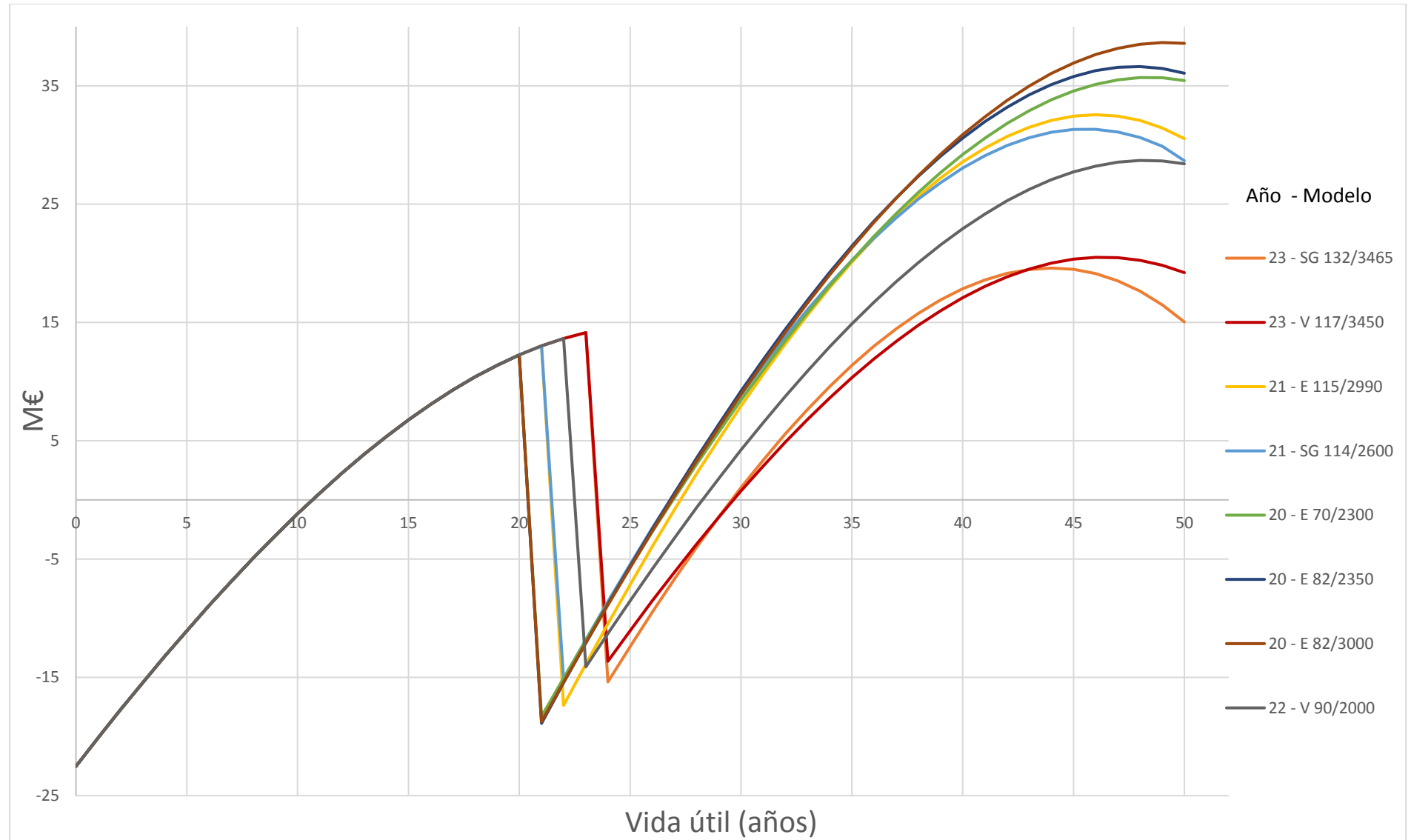
AÑO 20 REPOTENCIACIÓN E 70 /2300				AÑO 20 REPOTENCIACIÓN E 82 /2350			
E 70 /2300				E 82 /2350			
Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)		Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)	
0	-	-22,52		0	-	-22,52	
1	2,40	-20,12		1	2,40	-20,12	
2	2,35	-17,77		2	2,35	-17,77	
3	2,29	-15,48		3	2,29	-15,48	
4	2,24	-13,24		4	2,24	-13,24	
5	2,18	-11,07		5	2,18	-11,07	
6	2,11	-8,95		6	2,11	-8,95	
7	2,05	-6,90		7	2,05	-6,90	
8	1,98	-4,92		8	1,98	-4,92	
9	1,91	-3,01		9	1,91	-3,01	
10	1,84	-1,18		10	1,84	-1,18	
11	1,76	0,58		11	1,76	0,58	
12	1,68	2,26		12	1,68	2,26	
13	1,59	3,85		13	1,59	3,85	
14	1,50	5,35		14	1,50	5,35	
15	1,41	6,76		15	1,41	6,76	
16	1,31	8,07		16	1,31	8,07	
17	1,21	9,29		17	1,21	9,29	
18	1,10	10,39		18	1,10	10,39	
19	0,99	11,38		19	0,99	11,38	
20	0,88	12,26		20	0,88	12,26	
21	0,00	-18,31		21	0,00	-18,89	
22	3,26	-15,05		22	3,43	-15,46	
23	3,19	-11,86		23	3,36	-12,10	
24	3,12	-8,74		24	3,29	-8,81	
25	3,05	-5,68		25	3,21	-5,60	
26	2,98	-2,70		26	3,13	-2,47	
27	2,90	0,20		27	3,05	0,58	
28	2,82	3,02		28	2,96	3,54	
29	2,74	5,77		29	2,87	6,41	
30	2,65	8,42		30	2,77	9,18	
31	2,56	10,98		31	2,67	11,85	
32	2,47	13,45		32	2,57	14,42	
33	2,37	15,82		33	2,46	16,88	
34	2,26	18,08		34	2,34	19,22	
35	2,15	20,24		35	2,23	21,45	
36	2,04	22,28		36	2,10	23,55	
37	1,92	24,20		37	1,97	25,52	
38	1,80	25,99		38	1,83	27,35	
39	1,67	27,66		39	1,69	29,04	
40	1,53	29,19		40	1,54	30,58	
41	1,39	30,58		41	1,38	31,97	
42	1,24	31,82		42	1,22	33,19	
43	1,08	32,90		43	1,05	34,24	
44	0,92	33,82		44	0,87	35,11	
45	0,75	34,56		45	0,68	35,79	
46	0,57	35,13		46	0,49	36,28	
47	0,38	35,51		47	0,28	36,56	
48	0,19	35,70		48	0,07	36,63	
49	-0,02	35,68		49	-0,16	36,47	
50	-0,23	35,45		50	-0,39	36,08	

Tabla 19. VAN repotenciación de los modelos E 70/2300 y E 82/2350 (Fuente: Elaboración propia).



AÑO 20 REPOTENCIACIÓN E 82 / 3000				AÑO 22 REPOTENCIACIÓN V 90 / 2000			
E 82 / 3000				V 90 / 2000			
Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)		Año	Beneficio (M€)	VAN (M€)	
0	-	-22,52		0	-	-22,52	
1	2,40	-20,12		1	2,40	-20,12	
2	2,35	-17,77		2	2,35	-17,77	
3	2,29	-15,48		3	2,29	-15,48	
4	2,24	-13,24		4	2,24	-13,24	
5	2,18	-11,07		5	2,18	-11,07	
6	2,11	-8,95		6	2,11	-8,95	
7	2,05	-6,90		7	2,05	-6,90	
8	1,98	-4,92		8	1,98	-4,92	
9	1,91	-3,01		9	1,91	-3,01	
10	1,84	-1,18		10	1,84	-1,18	
11	1,76	0,58		11	1,76	0,58	
12	1,68	2,26		12	1,68	2,26	
13	1,59	3,85		13	1,59	3,85	
14	1,50	5,35		14	1,50	5,35	
15	1,41	6,76		15	1,41	6,76	
16	1,31	8,07		16	1,31	8,07	
17	1,21	9,29		17	1,21	9,29	
18	1,10	10,39		18	1,10	10,39	
19	0,99	11,38		19	0,99	11,38	
20	0,88	12,26		20	0,88	12,26	
21	0,00	-18,75		21	0,76	13,02	
22	3,35	-15,39		22	0,63	13,64	
23	3,29	-12,10		23	0,00	-14,12	
24	3,22	-8,88		24	2,83	-11,29	
25	3,16	-5,72		25	2,76	-8,53	
26	3,08	-2,64		26	2,69	-5,84	
27	3,01	0,37		27	2,63	-3,21	
28	2,93	3,30		28	2,55	-0,66	
29	2,85	6,15		29	2,48	1,82	
30	2,76	8,91		30	2,40	4,21	
31	2,67	11,58		31	2,31	6,53	
32	2,58	14,16		32	2,23	8,75	
33	2,48	16,64		33	2,14	10,89	
34	2,38	19,02		34	2,04	12,93	
35	2,27	21,29		35	1,94	14,87	
36	2,16	23,45		36	1,84	16,71	
37	2,04	25,50		37	1,73	18,44	
38	1,92	27,42		38	1,62	20,06	
39	1,79	29,21		39	1,50	21,55	
40	1,66	30,87		40	1,37	22,93	
41	1,52	32,39		41	1,24	24,17	
42	1,37	33,76		42	1,11	25,28	
43	1,22	34,98		43	0,96	26,24	
44	1,06	36,04		44	0,82	27,06	
45	0,89	36,93		45	0,66	27,72	
46	0,72	37,65		46	0,50	28,22	
47	0,53	38,18		47	0,33	28,54	
48	0,34	38,52		48	0,15	28,69	
49	0,14	38,66		49	-0,04	28,65	
50	-0,07	38,59		50	-0,23	28,42	

Tabla 20. VAN repotenciación de los modelos E 82/3000 y V 90/2000 (Fuente: Elaboración propia).



**Ilustración 24. Análisis del VAN obtenido al repotenciar con cada modelo estudiado (Fuente: Elaboración propia).**

## 4.7. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR A INSTALAR

<i>Modelo</i>	<i>Año de repotenciación</i>	<i>Beneficio máximo/año (€)</i>	<i>TIR (%)</i>
<i>SG 3,4 – 132</i>	23	455.762,36	6,70
<i>SG 2,6 – 114</i>	21	713.150,77	7,23
<i>V90 – 2,0</i>	22	615.999,07	7,04
<i>V117 – 3,45</i>	23	454.922,91	6,73
<i>E82 E4 – 2350</i>	20	797.944,85	7,17
<i>E82 E4 – 3000</i>	20	820.686,71	7,20
<i>E70 – 2300</i>	20	768.550,73	7,11
<i>E115 – 2990</i>	21	732.727,64	7,19

**Tabla 21. Beneficio máximo y TIR obtenido para cada modelo (Fuente: Elaboración propia).**

En base a lo observado en la ilustración 24 y en las tablas 17 a 20, se observa que el modelo de aerogenerador con una mejor rentabilidad económica es al modelo E 82-E4 3000 kW. Este modelo será nuestra elección a la hora de repotenciar el parque Cañoneras I.

## 4.8. COLOCACIÓN DE LOS AEROGENERADORES REPOTENCIADOS EN EL EMPLAZAMIENTO

Los nuevos aerogeneradores se situarán en la pauta de los anteriores aerogeneradores para conseguir aprovechar infraestructuras ya construidas y se guardará una distancia entre aerogeneradores suficiente para evitar apantallamiento entre ellos.

El parque eólico “Cañoneras I” debido a su repotenciación y al cambio tecnológico pasará a tener 8 aerogeneradores de potencia unitaria 3,0 MW distribuidos de la siguiente manera según coordenadas UTM:

WTG	Coord. UTM X	Coord. UTM Y	Datum	Huso	Término municipal	Provincia
A-1	457667,7	4777057,6	ETRS83	30	Soba	Cantabria
A-2	457896,3	4776939,1	ETRS84	30	Soba	Cantabria
A-3	458101,6	4776920	ETRS85	30	Soba	Cantabria
A-4	458537,7	4776854,4	ETRS86	30	Soba	Cantabria
A-5	458853,1	4776869,2	ETRS87	30	Soba	Cantabria
A-6	461763,5	4777021,6	ETRS88	30	Soba	Cantabria
A-7	461964,6	4777241,7	ETRS89	30	Soba	Cantabria
A-8	462254,5	4777373	ETRS89	30	Soba	Cantabria

**Tabla 22. Ubicación aerogeneradores del parque repotenciado (Fuente: Elaboración propia).**

La ubicación y distancia exacta de cada aerogenerador se pueden observar en el plano 03.

## 4.9. DIMENSIONAMIENTO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

### 4.9.1. Centro de transformación de los aerogeneradores

Cada aerogenerador constará de un centro de transformación propio formado normalmente de un transformador de tipo seco encapsulado que transformará la tensión de salida del aerogenerador de 690 V y la elevará a 20 kV para su distribución por la red de media tensión. El centro de transformación se sitúa dentro de la góndola del aerogenerador y deberá cumplir todas las normas y requisitos de diseño marcadas por el reglamento.

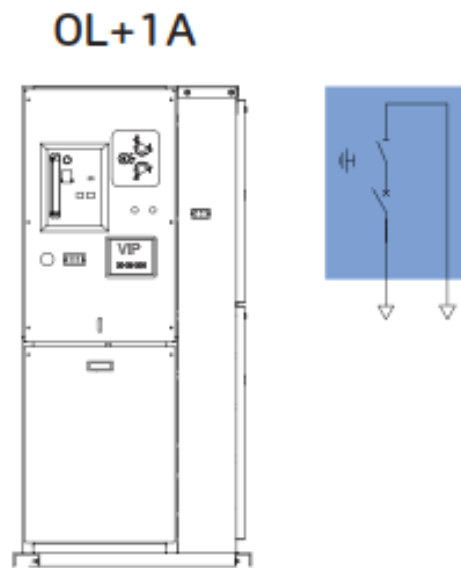
Cada aerogenerador produce una potencia de unos 3300 kVA, por este motivo se colocará un modelo de transformador que se adapte a estas condiciones. Las características principales del transformador son:

Transformador BT/MT	
Tipo	Trifásico, seco encapsulado
Relación de transformación	20/0,69 kV
Potencia nominal	4000 kVA
Regulación en el primario	8,5% + 10%
Frecuencia	50 Hz
Tensión máxima	24 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Pérdidas en vacío	6800 W
Pérdidas en carga	26400 W
Tensión de cortocircuito	11,5%
Clase de aislamiento	F
Clase de protección al fuego	F1
Clases climática y medioambiental	C2, E2

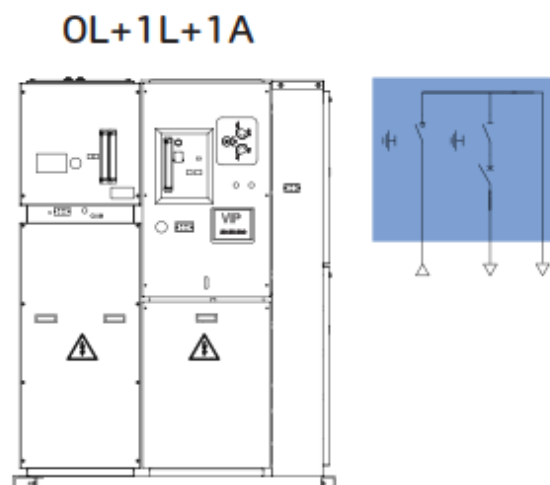
**Tabla 23. Características de los transformadores ubicados en los aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia y [37, 38]).**

#### 4.9.2. Celdas de los centros de transformación

Una vez conocida la posición de los aerogeneradores podemos dimensionar la red de media tensión del parque repotenciado, así como las celdas de interconexión entre aerogeneradores. En nuestro proyecto solo necesitaremos 1 celda de fin de línea, de 2 módulos OL+1A, (ilustración 25) y 6 celdas intermedias, de 3 módulos OL+1L+1A, (ilustración 26). Esto se debe a que en nuestro proyecto no tendremos interconexiones de más de dos aerogeneradores en un mismo punto.



**Ilustración 25. Celda fin de línea (Fuente: [26]).**



**Ilustración 26. Celda Intermedia (Fuente: [26]).**

El fabricante seleccionado para la instalación de las celdas en nuestro parque es la empresa MESA, las características principales de las celdas son las siguientes:

Tensión nominal (kV)		24 <sup>(4)</sup>	36 <sup>(4)</sup>
Nivel de aislamiento (kV)	A frecuencia industrial, 50 Hz (KV eficaces)	50	70
	A onda de choque tipo rayo (kV cresta)	125	170
Intensidad nominal (A)	Embarrado	...2000	
	Derivaciones	630	
		1250	
		1600	
		2000	
Intensidad nominal de corte (kA)		25/31,5	
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta)		63/80	
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)		Max 25/3-31,5/3	
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL-AFLR (kA/1s)		25/31,5	
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C (bar)		0,30	
Grado de protección	Compartimentos de AT	IP65	
	Compartimento de BT	IP3X-IP41	

Tabla 24. Características de las celdas. (Fuente: [26]).

#### 4.9.3. Tipo de cableado de la red de M.T

El siguiente paso es seleccionar el tipo de conductor que conectará las diferentes celdas de los aerogeneradores con la subestación transformadora 20/55 kV. En nuestro caso usaremos cable HEPRZ1 12/20 kV de aluminio.

La familia de cables de Media Tensión HEPRZ1 son utilizados para el transporte y distribución de energía, libre de halógenos con poca emisión de humo y propiedades contra incendios. Están contruidos de un material que resiste la acción de la humedad perfectamente, por tanto, posee una estructura idónea para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, incluso por debajo del nivel freático.

Debido a un reducido diámetro es un cable excelente para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso. Al trabajar a una temperatura máxima de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir más potencia que cualquier otro cable actual de la misma sección. Sus características son las siguientes:

Conductor	Aluminio clase 2, Triple extrusión
Semiconductor interno	Semiconductor extruido
Aislamiento	Etileno - Propileno HEPR de alto módulo
Semiconductor exterior	Semiconductor extruido
Pantalla	Hilos de cobre
Cubierta	Poliiolefina (Z1)
Tª máxima de servicio permanente	105°C

**Tabla 25. Características del cable HEPRZ1 12/20 kV de aluminio (Fuente: [39]).**

SECCIÓN	AL AIRE	ENTERRADO
50	184	172
70	225	212
95	274	254
120	318	290
150	360	325
185	415	369
240	492	429
300	569	486
400	666	557
500	781	637
630	920	730

**Tabla 26. Intensidades dependientes de la sección para conductor de aluminio HEPRZ1 (Fuente: [39]).**

#### 4.9.4. Cálculo de la sección del conductor

Una vez conocida la tipología de cableado se podrá obtener la sección del cableado que conectará los diferentes aerogeneradores con la subestación transformadora [40]. Para ello se aplicará lo establecido en el apartado 3.4.5.

Supondremos un factor corrector del 0,95, obteniéndole a partir de tablas [24].



*Red M.T - Cálculo de la sección nominal*

<i>nº</i>	Potencia (kW)	I	K <sub>t</sub>	S	I max	I'	SN
1	3000	86,60	0,95	25	105	92	25
2	6000	173,21	0,95	70	190	163	95
3	9000	259,81	0,95	120	280	241	150
4	12000	346,41	0,95	185	360	351	185
5	15000	433,01	0,95	300	470	462	300
6	18000	519,62	0,95	400	530	529	400
7	21000	606,22	0,95	500	680	605	630
8	24000	692,82	0,95	630	765	694	630

**Tabla 27. Cálculo de la sección de la red de M.T. (Fuente: Elaboración propia).**

- I<sub>N</sub>: Intensidad nominal (A).
- K<sub>t</sub>: Factor corrector.
- S: Sección del conductor según tablas (mm<sup>2</sup>).
- I<sub>max</sub>: Intensidad máxima según tablas (A)
- I<sub>adm</sub>: Intensidad máxima admisible del conductor (A)
- SN: Sección nominal del conductor (Las secciones coloreadas en rojo significan un aumento de sección por no cumplir la normativa. Ecuación (9) (mm<sup>2</sup>).

#### 4.9.5. Cálculo de la caída de tensión

Para finalizar es necesario obtener el cálculo de la caída de tensión que se producirá en la red de media tensión en función de la distancia y longitud del cableado entre aerogeneradores y la subestación. Para ello seguiremos la fórmula (10).

##### *Red M.T - Cálculo de la caída de tensión*

Tramo	L	I max	T <sup>o</sup> <sub>tr</sub>	c <sub>tr</sub>	S'	S <sub>n</sub>	R	U	U%
(1 - 2)	454,4	92	89	25,1	6,8	25	0,73	52,6	0,26
(2 - 3)	518,3	241	62	27,3	15,9	95	0,22	54,3	0,27
(3 - 4)	454,5	309	76	26,1	19,6	150	0,12	28,2	0,14
(4 - 5)	466,9	351	96	24,5	28,5	185	0,10	29,1	0,15
(5 - 6)	3102,4	462	89	25,1	231,9	400	0,31	767,3	3,84
(6 - 7)	330,3	529	95	24,6	30,2	400	0,03	10,1	0,05
(7 - 8)	336,7	694	80	25,7	34,3	630	0,02	8,4	0,04
(8- SE)	850,7	694	78	25,9	98,4	800	0,04	41,9	0,21
TOTAL								4,96	

**Tabla 28. Cálculo de la caída de tensión en la red de M.T. (Fuente: Elaboración propia).**

- I<sub>adm</sub>: Intensidad máxima admisible (A).
- L: Longitud entre aerogeneradores o subestación (m).
- T<sup>o</sup><sub>tr</sub>: Temperatura real del conductor (°C).
- c<sub>tr</sub>: Conductividad real del conductor (mm<sup>2</sup>/Ω).
- S': Sección mínima admisible por el conductor (mm<sup>2</sup>).
- S<sub>n</sub>: Sección nominal del conductor (Los números coloreados muestran cambios de sección por no cumplir con el reglamento) (mm<sup>2</sup>).
- R: Resistencia real del conductor (Ω/m).

- U: Caída de tensión (v).
- U%: Caída de tensión porcentual.

Como conclusión, las secciones del conexionado de media tensión serán:

<i>TRAMO</i>	<i>SECCIÓN FINAL</i>
(A1 – A2)	25
(A2 – A3)	95
(A3 – A4)	150
(A4 – A5)	185
(A5 – A6)	400
(A6 – A7)	400
(A7 – A8)	630
(A8 – A9)	800

**Tabla 29. Secciones a instalar en la red de media tensión (Fuente: Elaboración propia).**

## 5. SUBESTACIÓN MT/AT

### 5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS ASOCIADAS A LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

A continuación, se realizará un estudio económico preliminar de las posibilidades que se pueden presentar a la hora de ampliar la subestación, analizando la sustitución del transformador actual por otro de mayor potencia o por el contrario la instalación de una nueva posición en paralelo con la actual.

Debido a que la potencia se limita al incremento de un 40% de la actual como máximo solamente se podrán alcanzar 25 MVA de potencia en la subestación, por lo que se limitarán las posibilidades presentadas.

Se estimarán precios orientativos que permitan elegir la mejor opción a la hora de repotenciar nuestro parque:

#### 5.1.1. Comparativa económica de las alternativas

##### 5.1.1.1. Sustitución del transformador actual

En este escenario solo se presenta la siguiente opción:

<i>Transformador actual</i>	<i>Transformador a instalar</i>	<i>Precio (€)</i>
Trafo 20 kV 20 MVA	Trafo 20 kV 30 MVA	350.000

## 5.1.1.2. Colocación de una nueva posición con transformadores en paralelo

En este escenario se estudiarán las siguientes opciones:

<i>Transformador actual</i>	<i>Transformador a instalar</i>	<i>Precio (€)</i>
<i>Trafo 20 kV 20 MVA</i>	Trafo 20 kV 5 MVA	70.000
<i>Trafo 20 kV 20 MVA</i>	Trafo 20 kV 10 MVA	150.000
<i>Trafo 20 kV 20 MVA</i>	Trafo 20 kV 20 MVA	200.000

Al precio obtenido de los transformadores se incorpora el precio de la instalación de la nueva posición:

<i>Elemento</i>	<i>Uds</i>	<i>Precio (€)</i>
<i>Celda de protección trafo</i>	1	8.000
<i>Celda de medida</i>	1	2.000
<i>Transformadores de intensidad</i>	3	7.600
<i>Transformadores de tensión</i>	3	8.100
<i>Interruptor</i>	1	20.000
<i>Seccionador</i>	1	3.000
<i>Autoválvula</i>	3	1.300
	TOTAL	50.000

Sumando el precio que cuesta la nueva posición al precio de cada escenario se obtendrá:

<i>Transformador</i>	<i>Precio posición (€)</i>	<i>Precio total (€)</i>
<i>Trafo 20 kV 5 MVA</i>	50.000	120.000
<i>Trafo 20 kV 10 MVA</i>	50.000	200.000
<i>Trafo 20 kV 20 MVA</i>	50.000	250.000

### 5.1.2. Resultados análisis económico referente a la subestación

Al analizar todos los escenarios se obtiene la conclusión de que sale más barato la posibilidad de introducir un transformador en paralelo al actual antes que sustituirle por uno de mayor potencia. Con esta medida además de reutilizar el transformador en uso se obtiene que es necesaria una inversión más reducida pudiendo obtener una rentabilidad futura mayor.

La opción seleccionada se ha tenido en cuenta a la hora de analizar económicamente los aerogeneradores en los apartados 4.5 y 4.6.

## 5.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE CAÑONERAS

Actualmente existe en el parque Cañoneras I una subestación en uso, encargada de elevar la tensión de salida de los aerogeneradores y conectar con la red de alta tensión para facilitar la distribución y evacuación de la energía producida por el parque.

La subestación es un elemento muy importante dentro de la propia instalación del parque, por lo tanto, es necesario un diseño óptimo que garantice pérdidas de energía mínimas y con unas condiciones de seguridad y operación elevadas.

En nuestro proyecto de repotenciación se contemplará el seguir dando uso a esta subestación con el fin de aprovechar todas las infraestructuras que sean posibles. Su ubicación será por tanto la misma que la de la subestación original ubicada en las siguientes coordenadas:

WTG	Coor. UTM X	Coor. UTM Y	Datum	Huso	Término municipal	Provincia
<i>Subestación Cañoneras</i>	461814,94	4777860,98	ETRS89	30	Soba	Cantabria

**Tabla 30. Ubicación de la subestación de Cañoneras (Fuente: Elaboración propia).**

La subestación actual se trata de una subestación convencional de intemperie que cuenta con una única posición de línea, formada por un transformador elevador 20/55 kV como principal elemento cuya potencia es de 20 MVA.

El transformador y sus elementos de protección están contruidos en el exterior, mientras que en el interior del edificio se encuentran instaladas las diferentes celdas de media tensión, así como los armarios de posición y control.

La potencia del transformador actual resulta insuficiente una vez repotenciado el parque debido al incremento de potencia que se quiere introducir respecto al parque anterior. Es necesario la sustitución o la colocación en paralelo de otro transformador en conjunto con el que está en uso actualmente para que nuestro proyecto sea viable.

Al optar por la posibilidad de introducir en paralelo otro transformador será necesaria una remodelación de la subestación Cañoneras I si se desea efectuar la repotenciación del parque.

Esta remodelación constará de la ampliación de la subestación original [41] para la introducción de una nueva posición de línea, con todos los elementos que esta nueva posición implica: instalación de nuevas celdas y armarios de control, construcción de barras, instalación de nuevo transformador y de sus protecciones, etc.

Toda esta ampliación quedará detallada más adelante y puede verse contemplada en los planos 05, 06, 07 y 08.

### **5.2.1. Edificio interior de la subestación**

Se reconstruirá el recinto existente con el fin de ubicar el nuevo transformador y la nueva posición prevista. También se pretende ampliar, separando el edificio que aloja actualmente las celdas de media tensión, servicios auxiliares, etc, en tres salas diferentes:

- Sala 55 kV

Se creará una sala que aloje la aparamenta relacionada con las 2 posiciones de línea futuras.

- Sala de media tensión

En esta sala se ubicarán las celdas correspondientes a las celdas de 20 kV (Entrada del parque, salida hacia los transformadores y servicios auxiliares (S.S.A.A)).

- Sala de protección y control

Se ubicará contigua a la sala de 55 kV y en ella se instalará el equipo necesario para controlar toda la aparamenta de alta tensión.

### 5.2.2. Configuración de la nueva subestación

Las posiciones y aparamenta de la subestación existente antes de la repotenciación se utilizarán una vez remodelada dicha subestación, introduciendo las posiciones o modificaciones necesarias. La subestación ampliada estará constituida por:

Ud.	Posición
2	<i>Posiciones de Línea 55 kV</i>
1	<i>Posición de barras de 55 kV</i>
2	<i>Posición de transformador de potencia 55/20 kV</i>
3	<i>Posiciones 20 kV</i>

#### 5.2.2.1. Posiciones de línea de 55 kV

La posición de línea estará formada por:

Ud.	Componente
3	<i>Transformador de tensión 55 kV</i>
1	<i>Interruptor tripolar de corte en SF<sub>6</sub></i>
3	<i>Transformador de intensidad</i>
3	<i>Autoválvulas 55 kV</i>
1	<i>Seccionador tripolar de puesta a tierra</i>
3	<i>Pasamuros 55 kV</i>



## 5.2.2.2. Posiciones de barras 55 kV

La posición de barras de 55 kV estará formada por:

Ud.	Componente
3	<i>Transformador de tensión 55 kV</i>
3	<i>Seccionador tripolar de barras</i>
1	<i>Barras colectoras</i>

## 5.2.2.3. Posición de transformadores 55/20 kV

Cada una de las dos posiciones de transformador estará formada por:

Ud.	Componente
1	<i>Interruptor tripolar de corte en SF<sub>6</sub></i>
1	<i>Seccionador tripolar de barras</i>
3	<i>Transformador de intensidad</i>
1	<i>Transformador 55/20 kV</i>
3	<i>Pasamuros</i>
3	<i>Reactancia de puesta a tierra</i>

## 5.2.2.4. Posiciones de Media Tensión 20 kV

Ud.	Posiciones
2	<i>Posición de secundario transformador de potencia</i>
2	<i>Posición de entrada de línea M.T</i>
1	<i>Posición de SSAA</i>
1	<i>Posición de medida</i>

**Posiciones de Línea de M.T**

Cada una de las 2 posiciones de línea de media tensión se constituyen por:

<b>Ud.</b>	<b>Componente</b>
1	<i>Interruptor tripolar de corte en SF<sub>6</sub></i>
1	<i>Seccionador tripolar de 3 posiciones</i>
3	<i>Transformador de intensidad</i>

**Posición de SSAA**

La única posición de SSAA está formada por:

<b>Ud.</b>	<b>Componente</b>
1	<i>Seccionador tripolar de 3 posiciones</i>
3	<i>Fusibles</i>

**Posición del secundario del transformador de potencia**

Cada una de las 2 posiciones del secundario de los transformadores se constituye por:

<b>Ud.</b>	<b>Componente</b>
1	<i>Interruptor tripolar de corte en SF<sub>6</sub></i>
1	<i>Seccionador tripolar de 3 posiciones</i>
3	<i>Transformador de intensidad</i>

### **Posición de medida**

La única posición de SSAA está formada por:

<b>Ud.</b>	<b>Componente</b>
3	<i>Fusibles</i>
1	<i>Seccionador tripolar de 3 posiciones</i>
3	<i>Transformador de tensión</i>

### **5.2.3. Disposición del parque de 55 kV**

Para obtener la distancia mínima en redes e instalaciones en el aire entre elementos en tensión y entre estos y estructuras metálicas con puesta a tierra nos basaremos en el BOE-A-2014-6084 [38]:

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

**Tabla 31. Niveles de aislamiento nominales para tensiones entre 1 kV y 36 kV (Fuente: [42]).**

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

**Tabla 32. Niveles de aislamiento nominales para tensiones entre 36 kV y 245 kV (Fuente: [42]).**

A partir de las tablas anteriores se conocen las siguientes características necesarias para obtener la disposición del parque óptima:

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada nominal (A)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima fase-tierra en el aire (mm)	Distancia mínima entre fases en el aire (mm)
20	50	125	220	220
55	140	325	660	660

**Tabla 33. Niveles de aislamiento para la subestación Cañoneras I (Fuente: [42]).**

#### 5.2.4. Transformadores de potencia

Será necesario estudiar que transformador permitirá cubrir la evacuación del parque eólico sin exceder la potencia instalada ni quedarse corto. Se analiza la potencia asignada máxima que permitirá en paralelo la instalación de transformadores de potencia de 5 MVA, 10 MVA y 20 MVA sin sobrecargar ninguno de ellos.

Como no se cumple la regla de que ambos transformadores tengan la misma tensión relativa de cortocircuito será necesario basarse en lo expuesto anteriormente.

Se observa que el transformador 2 “Tr2” tiene una tensión relativa de cortocircuito menor, por lo tanto, quedará más cargado que el transformador 1 “Tr1” (plano 06). Utilizando las ecuaciones (13) y (14) se obtiene:

$$S_{NT} = S_{Tr1} + \frac{\varepsilon_{Tr2}}{\varepsilon_{Tr1}} S_{Tr2} \quad (15)$$

donde:

$S_{NT}$ : Potencia máxima asignada (MVA)

$S_{Tr1}$ : Potencia del transformador 1 (MVA)

$S_{Tr2}$ : Potencia del transformador 2 (MVA)

$\varepsilon_{Tr1}$ : Tensión relativa de cortocircuito del trafo 1 (%)

$\varepsilon_{Tr2}$ : Tensión relativa de cortocircuito del trafo 2 (%)

TANSFORMADOR DE POTENCIA	POTENCIA ASIGNADA TOTAL ( $S_{NT}$ )
TRAFO 20 kV 5 MVA	24,16 MVA
TRAFO 20 kV 10 MVA	28,3 MVA
TRAFO 20 kV 20 MVA	36,66 MVA

**Tabla 34. Análisis de los transformadores dependiendo de su potencia asignada máxima en paralelo (Fuente: Elaboración propia).**

Se puede deducir que el transformador a instalar más adecuado será:

- El de 5 MVA si se quiere repotenciar el parque por debajo del 30% de la potencia base del parque
- El de 10 MVA si se repotencia el parque entre el rango del 30% - 40% de la potencia base.
- El de 20 MVA para incrementos superiores al 40%.

Si se seleccionara el transformador de 5 MVA se quedaría muy justo de potencia, por el contrario, si se eligiera el transformador de 20 MVA se superaría considerablemente la potencia requerida incurriendo en un sobrecoste innecesario. Por lo tanto, la elección más conveniente será el de 10 MVA debido a que se repotenciará el parque con un incremento del 34,45%.

Sabiendo que el parque una vez repotenciado producirá a plena carga unos 25 MVA se puede afirmar que se cubrirá sin problema la demanda del parque eólico y, además, es posible cubrir una futura ampliación sin tener que remodelar la subestación de nuevo. Solamente habría que estudiar la incorporación de nuevo de más transformadores en paralelo.

Como se ha descrito anteriormente se instalará contiguo al transformador original otro en paralelo. Este transformador deberá de tener misma tensión e índice horario, por lo tanto, habrá que optar por un transformador con semejanzas al actual.

Las características detalladas tanto del transformador antiguo “Tr1” como del nuevo “Tr2” son las siguientes:

Transformador Tr1 MT/AT	
Tipo	Trifásico de intemperie
Relación de transformación	55 ± 10%/20 kV
Potencia nominal	20 MVA
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella con neutro / Triángulo Conexión de reactancia en MT
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Grupo de conexión	YNd11
Pérdidas en vacío	10,5 kW
Pérdidas en carga	106 kW
Tensión de cortocircuito	10%
Clase de temperatura (IEC)	A

**Tabla 35. Características TRAFO 1 (Fuente: Elaboración propia a partir de [37, 38]).**

Transformador Tr2 MT/AT	
Tipo	Trifásico de intemperie
Relación de transformación	55 ± 10%/20 kV
Potencia nominal	10 MVA
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella con neutro / Triángulo Conexión de reactancia en MT
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Grupo de conexión	YNd11
Pérdidas en vacío	9,7 kW
Pérdidas en carga	101 kW
Tensión de cortocircuito	12%
Clase de temperatura (IEC)	A

**Tabla 36. Características TRAFO 2 (Fuente: Elaboración propia a partir de [37, 38]).**

Los transformadores irán equipados con varios elementos de seguridad y protección para evitar roturas y accidentes:

- Protección diferencial.
- Protección de enclavamiento.
- Protección de sobreintensidades por faltas entre fases, y entre fases y tierra.
- Protección de tierra resistente, de tiempo independiente.
- Protecciones de tierra de neutro aislado, con relé voltimétrico de tiempo independiente.
- Sistema de protecciones propias formado por:
  - Protección térmica mediante termostato y termómetro.
  - Protección Buchholz.
  - Protección de presión interna.
  - Protección de nivel de aceite.
  - Protección de ventiladores.
  - Protección de regulador.

Además, los transformadores se ubicarán sobre una bancada con la incorporación de vías para su desplazamiento, instalándose un sistema de recogida de aceite estanco. La disposición física de la subestación proyectada responderá a lo indicado en los planos de planta y perfil que se acompañan en los planos 06 y 07.

### **5.2.5. Servicios auxiliares**

Se reutilizará para la nueva subestación el conjunto de servicios auxiliares en su totalidad introduciendo las modificaciones necesarias para la adecuación con el nuevo parque (Cuadros de C.C, C.A y transformador de servicios auxiliares).

#### **5.2.5.1. Cuadro de C.A**

La función del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna será la de alimentar las siguientes cargas:

- Alimentación de los rectificadores - baterías de corriente continua.
- Alumbrado general (interior y exterior, alumbrado de emergencia y tomas de fuerza de la subestación.
- Regulador en carga y ventiladores del transformador de potencia.

#### **5.2.5.2. Cuadro de C.C**

La función del sistema de servicios auxiliares de corriente continua será la alimentación de las siguientes cargas:

- Circuitos de Control.
- Alarmas.
- Protecciones.
- Comunicaciones
- Contadores de medida



Se reutilizarán los equipos de cargador-batería, así como los convertidores ya en uso y sus características principales son:

<b>Rectificador de Batería 125 V</b>	
Tensión nominal de entrada	240/400 Vca
Frecuencia de entrada	50 Hz
Tensión nominal de salida	125 Vcc
Tensión de flotación	128,8 Vcc
Tensión de carga rápida	137,5 Vcc
Intensidad - nominal de salida	20 A

**Tabla 37. Características del rectificador de batería (Fuente: [43]).**

#### 5.2.5.3. Transformador de servicios auxiliares

Se mantendrá el transformador de servicios auxiliares actual y la distribución se deberá realizar a través del cuadro de servicios auxiliares. Las características con las que cuenta el transformador son:

<b>Transformador Servicios Auxiliares</b>	
Tipo	Trifásico, seco de interior
Relación de transformación	20/0,4 kV
Tensión más elevada	24 kV
Potencia nominal	100 kVA
Frecuencia	50 Hz
Tipo de refrigeración	ONAF
Grupo de conexión	Dyn11
Tensión de cortocircuito	4%
Clase térmica	F

**Tabla 38. Características TRAFO SSAA (Fuente: Elaboración propia a partir de [37, 38]).**

### 5.2.6. Celdas de M.T

No será necesario instalar nuevas celdas de M.T salvo en las posiciones de línea de 20 kV entrantes en la subestación. Estas celdas tendrán que ser cambiadas por otras de mayor amperaje debido al aumento de potencia efectuado en la línea.

Se utilizará el fabricante MESA como en las celdas de los aerogeneradores. Las celdas a utilizar en la subestación se recogen en la siguiente tabla:

<i>Celda</i>	<i>Tensión nominal (kV)</i>	<i>Intensidad nominal (A)</i>	<i>Intensidad nominal de corte (kA)</i>	<i>Tensión nominal a impulso/rayo (kV)</i>
<b>Línea 1 (Cañoneras)</b>	24	1250	31,5	125/325
<b>Línea 2 (Línea reserva)</b>	24	1250	31,5	125/325
<b>Trafo 1</b>	24	2000	31,5	125/325
<b>Trafo 2</b>	24	2000	31,5	125/325
<b>S.S.A. A</b>	24	2000	31,5	125/325

**Tabla 39. Características de las celdas instaladas en la subestación (Fuente: elaboración propia y [26]).**



**Ilustración 27. Celda de media tensión (Fuente: [26]).**

### 5.2.7. Aparamenta de la línea de 55 kV

Se conservará la línea actualmente en la instalación y toda su apartamentación y se introducirá otra línea junto con el nuevo transformador similar a la que está en uso.

Al añadir otra posición de línea se introducirán unas barras colectoras de 55 kV para poder evacuar correctamente la energía producida por el parque hasta la Subestación de Ramales de la Victoria.

A continuación, se describirá la apartamentación instalada en la ampliación:

#### 5.2.7.1. Seccionador 55kV

Elemento mecánico de maniobra sin carga, que en su posición de abierto asegura una distancia de aislamiento. Su función principal es la de aislar uno o varios elementos de la red eléctrica con el objetivo de ponerlos fuera de servicio o para llevar labores de mantenimiento. Las características principales de los seccionadores a utilizar son:

Número de polos	3
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Corriente asignada	2000 A
Corriente corta duración admisible asignada	31,5 kA
Valor de cresta de corriente admisible generada	80 kA
Accionamiento	Motorizado

**Tabla 40. Características de los seccionadores de barra 55kV (Fuente: [43, 44]).**

#### 5.2.7.2. Interruptor tripolar de 55 kV

Dispositivo capaz de soportar corrientes de cortocircuito elevadas durante un periodo de tiempo y cuya función, por tanto, es la de realizar maniobras de apertura y cierre con carga.

Las características de los interruptores a instalar son:

Número de polos	3
Tensión nominal	55 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Intensidad nominal	2000 A
Intensidad de corte de cortocircuito	31,5 kA
Aislamiento interno	SF <sub>6</sub>
Tensión de motor y mando	125 Vcc

**Tabla 41. Características de los interruptores de 55 kV (Fuente: [43, 44]).**

### 5.2.7.3. Transformadores de Medida (TT y TI)

Aparatos encargados de transformar las magnitudes primarias en tensiones e intensidades moderadas en el secundario. Sus funciones son las de separar los circuitos y aparatos de medida y protección de la alta tensión, obtener tensiones y corrientes proporcionales a los que se desea medir enviando la información al armario de medida y evitar y reducir las corrientes de cortocircuito en los aparatos de medida.

Las características de los transformadores de tensión serán:

Relación de transformación	$\frac{55000}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Potencias y clase de precisión <ul style="list-style-type: none"> <li>• Secundario 1</li> <li>• Secundario 2</li> <li>• Secundario 3</li> </ul>	25 VA; Clase 2 25 VA; Clase 0,5 – 3P 10 VA; Clase 6P

**Tabla 42. Características de los transformadores de tensiones (Fuente: [43, 44]).**

Las características de los transformadores de intensidad serán:

Relación de transformación	200 – 400 – 800/5-5-5-5 A
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Intensidad de corte de cortocircuito	31,5 kA
Potencias y clase de precisión <ul style="list-style-type: none"> <li>• Secundario 1</li> <li>• Secundario 2</li> <li>• Secundario 3</li> <li>• Secundario 4</li> </ul>	10 VA; Clase 0,2 20 VA; Clase 0,5 30 VA; Clase 5P - 30 30 VA; Clase 5P - 30

**Tabla 43. Características de los transformadores de intensidades (Fuente: [43, 44]).**

#### 5.2.7.4. Autoválvulas 55kV

Son los elementos encargados de proteger a los equipos frente a sobretensiones. Las características de las autoválvulas a conectar son:

Tensión nominal	55 kV
Tensión de servicio continuo	42 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión más elevada para el material	72,5 kV
Tensión asignada	53 kV
Corriente de descarga nominal	10 kA
Clase de descarga	3
Línea de fuga mínimo	1813 mm

**Tabla 44. Características de las autoválvulas (Fuente: [43, 44]).**

### **5.2.8. Embarrados y cables de potencia**

Para el cálculo de los cables de potencia se ha calculado la intensidad nominal y las corrientes de cortocircuito que se obtendrán en la subestación, estos cálculos pueden observarse en el Documento II: Anexos.

Se utilizarán los siguientes conductores:

- Conexión entre los aparatos de 55 kV: Cable de aluminio desnudo AAC de sección 564,1 mm<sup>2</sup>, denominación: Marygold.
- Las celdas de línea contarán con la entrada de tres cables aislados por fase 20/12 kV, AI 800 mm<sup>2</sup> HEPRZ1.
- La salida de barras de 20 kV hacia los transformadores estará prevista la instalación de cables aislados 20/12 kV, AI 400 mm<sup>2</sup> al trafo 1 y 245 mm<sup>2</sup> HEPRZ1 con sus correspondientes botellas terminales.
- La salida de barras de 20 kV hacia la celda de servicios auxiliares estará provista con la entrada de tres cables por fase 20/12 kV, AI 95 mm<sup>2</sup> HEPRZ1. Cada entrada tendrá sus propias botellas terminales.

## 6. LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

### 6.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA ACTUAL

El estudio de la línea de alta tensión es primordial en este tipo de proyecto por el mero hecho de que un proyecto a priori realizable puede convertirse en inviable si fuese necesario la repotenciación de la línea que evacue la potencia de nuestro parque o incluso si fuese necesario la construcción de una nueva línea desde cero.

En el caso de Cañoneras nos encontramos una única línea de circuito simple y que evacúa la energía generada por el parque hasta la subestación de Ramales de la Victoria [45].

Este tramo aéreo de línea tiene una longitud de 12.194 metros, formada por 64 apoyos de las series olmo y arce y distribuye la energía hacia la subestación de Ramales mediante conductor LA – 145.

#### 6.1.1. Características de la línea

<b>Tensión nominal</b>	55 kV
<b>Categoría</b>	2ª
<b>Zona</b>	B
<b>Longitud</b>	12.194 m
<b>Velocidad del viento</b>	120 km/h

Tabla 45. Características de la línea de alta tensión de Cañoneras I (Fuente: [46]).



### 6.1.2. Características del conductor

<b>Tipo</b>	LA – 145
<b>Material</b>	Aluminio - Acero
<b>Sección total</b>	147,1 mm <sup>2</sup>
<b>Composición</b>	30+7
<b>Diámetro</b>	15,75
<b>Peso (Dan/mm<sup>2</sup>)</b>	0,547
<b>Carga de rotura</b>	5415
<b>Módulo de elasticidad</b>	8000
<b>Coefficiente de dilatación lineal</b>	17,8 * 10 <sup>-6</sup>

Tabla 46. Características del cableado actual (Fuente: [46, 47]).

### 6.1.3. Densidad de corriente e intensidad máxima

Es necesario obtener la intensidad máxima para observar más tarde hasta qué punto es posible incrementar la potencia sin provocar daños en la línea. Para ello se obtendrá el valor de la densidad de corriente y su sección observando las características del conductor. Para el conductor (LA – 145) tiene un valor de  $\sigma = 2,4$ , por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor será:

$$I_{max} = \sigma \cdot S \quad (16)$$

$$I_{max} = 353,04 \text{ A}$$

### 6.1.4. Resistencia de la red

El valor de la resistencia por kilómetro de línea en corriente continua viene dado por la siguiente función:

$$R_{\theta_2 cc} = R_{20^\circ cc} \cdot [1 + \alpha_{20^\circ} \cdot (\theta_2 - 20^\circ)] \quad (17)$$

Donde:

$R_{\theta_2 cc}$ : Resistencia en corriente continua a la temperatura  $\theta_2$  ( $\Omega/km$ ).

$R_{20^\circ cc}$ : Resistencia en corriente continua a la temperatura de  $20^\circ C$ . ( $R_{20^\circ cc} = 0,1962 \Omega/km$ ).

$\alpha_{20^\circ}$ : Coeficiente de variación de la resistividad para la temperatura de  $20^\circ C$ .

( $\alpha_{20^\circ} = 4,012 \times 10^{-3} \text{ } ^\circ C^{-1}$ ).

$\theta_2$ : Temperatura de servicio del conductor ( $^\circ C$ )

Como se aprecia esta función depende de la temperatura de servicio de la línea. En nuestro proyecto subiremos la temperatura de servicio actual a  $80^\circ C$ , temperatura cerca del límite que el conductor será capaz de aguantar para saber hasta qué punto podremos incrementar la carga de la línea.

Para nuestro conductor actual tenemos unos valores de:

$$R_{80^\circ cc} = R_{20^\circ cc} [1 + \alpha_{20^\circ} (80^\circ - 20^\circ)] = 0,2434 \Omega/km. \quad (18)$$

Dado que la resistencia en corriente continua es menor que el valor en corriente alterna debido al efecto pelicular, para calcular el valor de la resistencia por longitud en corriente alterna será necesario utilizar un factor de efecto pelicular:

$$R_{80^\circ Ac} = R_{80^\circ cc} \cdot (1 + Y_s) = 0,2442 \Omega/km. \quad (19)$$

Donde:

$R_{80^\circ Ac}$ : Resistencia en corriente alterna para una temperatura de  $80^\circ C$  ( $\Omega/km$ ).

$R_{80^\circ cc}$ : Resistencia en corriente continua para una temperatura de  $80^\circ C$  ( $\Omega/km$ ).

$Y_s$ : Valor de efecto pelicular. ( $Y_s = 3,426 \times 10^{-3}$ ).

### 6.1.5. Inductancia de la red

La inductancia de la actual línea puede ser calculada mediante la expresión:

$$X = 2\pi fL \quad (20)$$

El coeficiente de inducción mutua puede obtenerse mediante la ecuación:

$$L = \left( \frac{1}{2n} + 4,605 \log \frac{DMG}{r} \right) \times 10^{-4} \quad (21)$$

Donde:

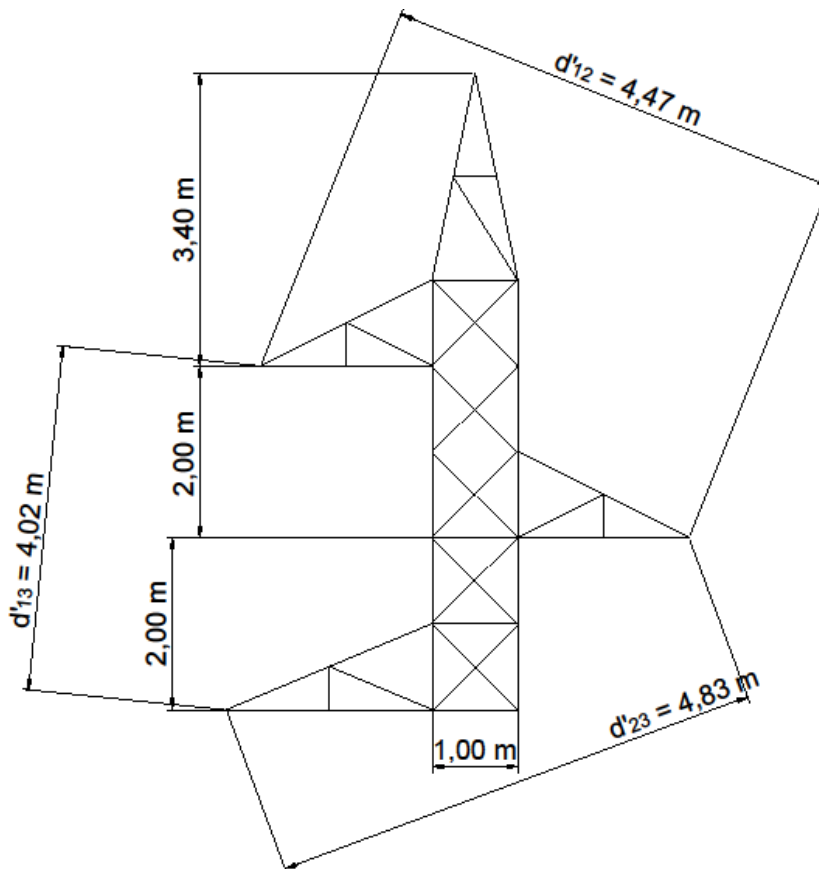
$n$ : Número de conductores por fase de la línea

$DMG$ : Distancia media geométrica entre las tres fases de los conductores  $d_{12}$ ,  $d_{23}$  y  $d_{31}$ (m)

$r$ : Radio del conductor (m)

$f$ : frecuencia de la red (Hz)

$L$ : Coeficiente de inducción mutua (H)



**Ilustración 28. Armado tipo para el cálculo de la inductancia (Fuente: Elaboración propia a partir de [48]).**

Para el cálculo de la distancia media geométrica cogeremos de guía el armado de la Ilustración 28, en la que ya está calculada la distancia entre conductores.

$$DMG = \sqrt[3]{d'_{12}d'_{23}d'_{31}} \quad (22)$$

Distancia media geométrica ( $DMG$ )	4427 mm
Coeficiente de inducción mutua ( $L$ )	$12,95 \times 10^{-4}$ H/m
Reactancia ( $X$ )	0,406 $\Omega$ /Km

### 6.1.6. Potencia máxima transportada

#### 6.1.6.1. Potencia máxima en función de la intensidad máxima

Con el cálculo anteriormente realizado de la intensidad máxima de la línea se puede obtener la potencia máxima que podrá suministrar. Para ello se puede usar la expresión:

$$P_{max} = \sqrt{3} U I_{max} \cos \varphi \quad (23)$$

Donde:

$P_{max}$ : Potencia máxima en función de la intensidad máxima (kW).

$U$ : Tensión nominal de la línea (kV).

$I_{max}$ : Intensidad máxima de la línea (A).

$\cos \varphi$ : Factor de potencia de la línea, en nuestro proyecto ( $\cos \varphi = 0,9$ ).

$$P_{max} = 25.204 \text{ kW}$$

#### 6.1.6.2. Potencia máxima en función de la caída de tensión máxima

Para el cálculo de la potencia máxima en función de la caída de tensión máxima habrá que coger un valor porcentual del 5%:

$$P_{max} = \frac{10 U^2}{(R + X \tan \varphi)} U\% \quad (24)$$

Donde:

$P_{max}$ : Potencia máxima en función de la caída máxima de tensión (kW).

$U$ : Tensión nominal (kV).

$R$ : Resistencia ( $\Omega/\text{Km}$ ).

$X$ : Reactancia ( $\Omega/\text{Km}$ )

$\varphi$ : Angulo de desviación, en grados.

$U\%$ : Caída máxima porcentual de la línea (%).

$$P_{max} = 51.667,64 \text{ kW}$$

Se concluye que se tomará como potencia máxima admisible la proporcionada por la intensidad máxima, ya que es más restrictiva.

### 6.1.7. Caída de tensión

El cálculo de la caída de tensión de la línea es uno de los factores que más puede limitar a la hora de incrementar la potencia de la línea ya que esta también aumenta, no pudiendo ser superior al 5%. La caída de tensión puede ser expresada mediante la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} L I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (25)$$

Donde:

$\Delta U$ : Caída de tensión de la línea (V).

$L$ : Longitud de la línea (Km).

$I$ : Intensidad nominal (A).

$R$ : Resistencia del conductor para una determinada temperatura ( $\Omega/\text{Km}$ ).

$\varphi$ : Factor de potencia de la línea, para nuestro proyecto ( $\cos \varphi = 0,9$ ).

La intensidad nominal se determinará a partir de la potencia que suministre la línea, como se irá incrementando dicha potencia la intensidad nominal irá aumentando de igual manera:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3} U} \quad (26)$$

Donde:

$S$ : Potencia aparente de la red (kVA)

$I_N$ : Intensidad nominal de la línea (A)

$U$ : Tensión de la red (kV)

Por último, para calcular el valor porcentual y obtener hasta qué punto se cumple el valor máximo de caída del 5%:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} \times 100 \quad (27)$$

### 6.1.8. Pérdidas de la línea

Las pérdidas en la línea por el efecto Joule se calcularán de la siguiente forma:

$$P_p = 3 R I^2 L \quad (28)$$

Donde:

$P_p$ : Pérdidas en la red (V)

$R$ : Resistencia ( $\Omega$ /Km)

$I$ : Intensidad nominal (A)

$L$ : Longitud de la red (Km)

Para el cálculo de las perdidas porcentuales se utilizará:

$$P_p\% = \frac{P_p}{P_N} \quad (29)$$

Donde:

$P_p\%$ : Pérdida de potencia porcentual en la línea.

$P_p$ : Pérdida de potencia en la línea (W)

$P_N$ : Potencia nominal (V).

## 6.2. ANÁLISIS DE LA RED ACTUAL EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA

Este apartado se centrará en analizar qué incremento máximo de potencia podrá ser soportado por la línea sin tener que modificarla. Para ello se considerarán los datos y fórmulas obtenidos en el apartado 6.1.

LA – 145							
$\Delta P$ (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	$\Delta U$ (kV)	$\Delta U$ (%)	Pp (W)	Pp (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	208,20	1,97	3,58	478,08	2,68	418,80
10	19635	229,02	2,17	3,94	578,48	2,95	506,74
20	21420	249,84	2,36	4,30	688,43	3,21	603,07
30	23205	270,65	2,56	4,66	807,95	3,48	707,77
40	24990	291,47	2,76	5,01	937,03	3,75	820,84
50	26775	312,29	2,95	5,37	1075,68	4,02	942,29
60	28560	333,11	3,15	5,73	1223,88	4,29	1072,12
70	30345	353,93	3,35	6,09	1381,65	4,55	1210,32
80	32130	374,75	3,55	6,45	1548,98	4,82	1356,90
90	33915	395,57	3,74	6,80	1725,86	5,09	1511,86
100	35700	416,39	3,94	7,16	1912,32	5,36	1675,19

**Tabla 47. Cálculo de la potencia soportada por la línea actual (Fuente: Elaboración propia).**

Como se puede observar en la tabla 47 el incremento máximo de potencia que puede ser alcanzado por la línea es del 30%. No puede incrementarse más debido a que no cumpliría el límite de caída de tensión máximo del 5%.

Se deduce que para nuestro proyecto la línea actual no podrá soportar el incremento de potencia que se desea en la repotenciación del parque sin modificación aparente debido a

que en el parque como ya mencionamos, solo es posible aumentar como máximo un 40% de la potencia actual.

Se estudiarán las posibilidades que se pueden presentar en el parque y su sobrecoste para repotenciar la línea.

### **6.3. ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES PARA REPOTENCIAR LA LÍNEA**

Se estudiarán las distintas opciones que se pueden presentar a la hora de repotenciar la línea con el fin de analizar cuál es el incremento de potencia máximo que se conseguirá o la inversión a realizar en cada una.

Se supondrá una tarifa de exportación de 100 €/MWh para el cálculo de las pérdidas de potencia anuales con cada posibilidad para comparar las pérdidas monetarias que se obtendrán en cada opción. En total se presentan 6 posibilidades:

#### **6.3.1. Sustitución por conductor de alta temperatura**

El uso de conductores de alta temperatura, como por ejemplo los compuestos por aleaciones especiales de Aluminio-Zirconio permiten trabajar y proyectar la línea para temperaturas superiores a las habituales.

Se estudiará la posibilidad de sustituir el actual conductor LA-180 por uno de alta temperatura de similar sección y peso para evitar tener que sustituir también apoyos en la línea. Las características del conductor GTACSR elegido en comparativa con el actual son:



Tipo de conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )			Diámetro (mm)		Peso (kg/m)	Intensidad máxima		Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km)
	Aluminio	Acero	Total	Aluminio	Acero		T <sub>a</sub> <sub>max</sub>	I <sub>max</sub>	
LA - 145	119,3	27,8	147,10	15,75	6,75	0,54	85	353	0,242
GTACSR 150	121,57	28,32	149,9	17,8	6	0,70	150	564	0,227

Tabla 48. Comparativas características LA - 180 vs GTACSR 150 (Fuente: [46, 47, 49]).

A continuación, habrá que analizar hasta qué punto se puede incrementar la potencia con el conductor seleccionado:

GTACSR 150							
ΔP (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	ΔU (kV)	ΔU (%)	Pp (W)	Pp (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	208,20	1,67	3,05	359,89	2,02	315,27
10	19635	229,02	1,84	3,35	435,47	2,22	381,47
20	21420	249,84	2,01	3,65	518,25	2,42	453,98
30	23205	270,65	2,18	3,96	608,22	2,62	532,80
40	24990	291,47	2,34	4,26	705,39	2,82	617,92
50	26775	312,29	2,51	4,57	809,76	3,02	709,35
60	28560	333,11	2,68	4,87	921,33	3,23	807,08
70	30345	353,93	2,85	5,18	1040,09	3,43	911,12
80	32130	374,75	3,01	5,48	1166,05	3,63	1021,46
90	33915	395,57	3,18	5,79	1299,21	3,83	1138,11
100	35700	416,39	3,35	6,09	1439,57	4,03	1261,07

Tabla 49. Características de la línea con conductor GTACSR 185 (Fuente: Elaboración propia).

Se observa que se puede aumentar la potencia hasta el 60% de la actual solamente, porque si se sigue aumentando la potencia no se cumpliría el criterio de caída de tensión máxima del 5%. Por último, se calculará el precio que costará la sustitución del conductor por uno GTACSR:

<i>Conductor</i>	<i>Precio (€/m)</i>	<i>Metros de la línea (m)</i>	<i>Precio total (€)</i>
GTACSR 150	3,95	12.194	48.166,3

### 6.3.2. Sustitución por conductor AAAC

Esta posibilidad de estudio se basa en la sustitución del cableado LA – 145 por uno compuesto por alambres de una aleación de aluminio y silicio, los denominados AAAC.

Tipo de conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )			Diámetro (mm)		Peso (kg/m)	Intensidad máxima		Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km)
	Aluminio	Acero	Total	Aluminio	Acero		T <sub>a</sub> <sub>max</sub>	I <sub>max</sub>	
LA - 145	119,3	27,8	147,10	15,75	6,75	0,54	85	353	0,242
D145 (AAAC)	148,1	-	-	15,75	-	0,40	85	590	0,223

**Tabla 50. Comparativas características LA - 180 vs Cairo (AAAC) (Fuente: [47]).**

Analizando el conductor en función de la potencia que se suministre a la línea:

<b>D145 (AAAC)</b>
--------------------

$\Delta P$ (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	$\Delta U$ (kV)	$\Delta U$ (%)	Pp (W)	Pp (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	208,20	1,88	3,41	440,97	2,47	386,29
10	19635	229,02	2,06	3,75	533,58	2,72	467,42
20	21420	249,84	2,25	4,10	635,00	2,96	556,26
30	23205	270,65	2,44	4,44	745,25	3,21	652,84
40	24990	291,47	2,63	4,78	864,31	3,46	757,14
50	26775	312,29	2,82	5,12	992,19	3,71	869,16
60	28560	333,11	3,00	5,46	1128,89	3,95	988,91
70	30345	353,93	3,19	5,80	1274,42	4,20	1116,39
80	32130	374,75	3,38	6,14	1428,76	4,45	1251,59
90	33915	395,57	3,57	6,48	1591,92	4,69	1394,52
100	35700	416,39	3,75	6,83	1763,90	4,94	1545,17

**Tabla 51. Características de la línea con conductor Cairo (AAAC) (Fuente: Elaboración propia).**

Se observa que en el caso del conductor AAAC se puede incrementar la potencia hasta un 40% solamente con la sustitución del conductor actual. En cuanto al presupuesto al que habría que hacer frente para elegir esta opción se tiene:

Conductor	Precio (€/m)	Metros de la línea (m)	Precio total (€)
(D145) AAAC	12,06	12.194	147.059,64

### 6.3.3. Cambio de línea simple a dúplex

Otra opción que se presenta es la de sustituir la línea actual por una duplex, utilizando el mismo tipo de conductor, pero de menor sección. En el caso de nuestro proyecto se sustituiría el LA – 180 por un LA – 78 de doble circuito.

Tipo de conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )			Diámetro (mm)		Peso (kg/m)	Intensidad máxima		Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km)
	Aluminio	Acero	Total	Aluminio	Acero		T <sup>a</sup> <sub>max</sub>	I <sub>max</sub>	
LA - 145	119,3	27,8	147,10	15,75	6,75	0,54	85	353	0,242
LA - 78	67,4	11,2	78,6	17,5	7,5	0,27	85	244	0,426

Tabla 52. Comparativas características LA - 180 vs LA - 78 (Fuente: [46, 47]).

<b>LA - 78</b>
----------------

$\Delta P$ (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	$\Delta U$ (kV)	$\Delta U$ (%)	P <sub>p</sub> (W)	P <sub>p</sub> (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	104,10	1,43	2,60	210,22	1,18	184,15
10	19635	114,51	1,57	2,86	254,37	1,30	222,82
20	21420	124,92	1,72	3,12	302,72	1,41	265,18
30	23205	135,33	1,86	3,38	355,27	1,53	311,22
40	24990	145,74	2,00	3,64	412,03	1,65	360,94
50	26775	156,15	2,14	3,90	472,99	1,77	414,34
60	28560	166,56	2,29	4,16	538,16	1,88	471,43
70	30345	176,97	2,43	4,42	607,54	2,00	532,20
80	32130	187,38	2,57	4,68	681,11	2,12	596,65
90	33915	197,79	2,72	4,94	758,89	2,24	664,79
100	35700	208,20	2,86	5,20	840,88	2,36	736,61

**Tabla 53. Características de la línea con conductor LA - 78 (Fuente: Elaboración propia).**

Se observa que con esta configuración se podría llegar a incrementar un 90% la potencia actual. El presupuesto variará en comparación con las otras opciones por el hecho de tener que introducir apoyos intermedios entre los originales debido a la reducción de sección del conductor. Se supondrá la opción más desfavorable que será introducir un nuevo apoyo entre cada dos de los actuales, además se optará por un precio medio genérico de los apoyos a colocar sabiendo que actualmente se tienen 64 apoyos:

<i>Elemento</i>	<i>Precio (€)</i>	<i>Ud.</i>	<i>Precio total (€)</i>
LA – 78	1,01 (€/m)	24388 (m)	24.631,88
Apoyos	3.200	32	102.400,00
M <sup>3</sup> excavación	120	243,2	29.184
M <sup>3</sup> hormigonado	223	195,2	43.529,6
		<b>TOTAL</b>	<b>175.445,48</b>

#### 6.3.4. Sustitución por conductor ACSR de mayor sección

Otra posibilidad es la colocación por el conductor actual de uno de mayor sección, en este caso se ha optado por el LA – 280.

Tipo de conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )			Diámetro (mm)		Peso (kg/m)	Intensidad máxima		Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km)
	Aluminio	Acero	Total	Aluminio	Acero		T <sup>a</sup> <sub>max</sub>	I <sub>max</sub>	
<b>LA - 145</b>	119,3	27,8	147,10	15,75	6,75	0,54	85	353	0,242
<b>LA - 180</b>	147,3	34,3	181,6	17,5	7,5	0,67	85	424	0,196

**Tabla 54. Comparativas características LA - 180 vs LA - 280 (Fuente: [46, 47]).**

<b>LA – 180</b>
-----------------

$\Delta P$ (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	$\Delta U$ (kV)	$\Delta U$ (%)	Pp (W)	Pp (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	208,20	1,74	3,17	387,33	2,17	339,30
10	19635	229,02	1,92	3,49	468,67	2,39	410,56
20	21420	249,84	2,09	3,80	557,76	2,60	488,59
30	23205	270,65	2,27	4,12	654,59	2,82	573,42
40	24990	291,47	2,44	4,44	759,17	3,04	665,03
50	26775	312,29	2,61	4,75	871,49	3,25	763,43
60	28560	333,11	2,79	5,07	991,57	3,47	868,61
70	30345	353,93	2,96	5,39	1119,39	3,69	980,58
80	32130	374,75	3,14	5,71	1254,95	3,91	1099,34
90	33915	395,57	3,31	6,02	1398,27	4,12	1224,88
100	35700	416,39	3,49	6,34	1549,32	4,34	1357,21

**Tabla 55. Características de la línea con conductor LA - 180 (Fuente: Elaboración propia).**

Esta opción requerirá una reconstrucción total de la línea por tanto será necesaria la sustitución además del conductor actual de todos los apoyos instalados con anterioridad:

Elemento	Precio (€)	Ud.	Precio total (€)
LA – 180	1,85 (€/m)	12.194 (m)	22.558,90
Apoyos	3.200	64	204.800
M <sup>3</sup> excavación	120	486,4	58.368
M <sup>3</sup> hormigonado	223	390,4	87.059,2
TOTAL			372.786,10

### 6.3.5. Sustitución por conductor ACSR de menor sección

La última posibilidad es la colocación por el conductor actual de uno de menor sección, en este caso se ha seleccionado el LA – 110.

Tipo de conductor	Sección (mm <sup>2</sup> )			Diámetro (mm)		Peso (kg/m)	Intensidad máxima		Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/Km)
	Aluminio	Acero	Total	Aluminio	Acero		T <sub>a</sub> <sub>max</sub>	I <sub>max</sub>	
LA - 145	119,3	27,8	147,10	15,75	6,75	0,54	85	353	0,242
LA - 110	94,2	22,0	116,20	14,00	6,00	0,43	85	424	0,306

Tabla 56. Características de la línea con conductor LA - 110 (Fuente: [46, 47]).

LA – 110
----------

ΔP (%)	POTENCIA (kW)	I (A)	ΔU (kV)	ΔU (%)	Pp (W)	Pp (%)	Pérdidas/año (€)
0	17850	208,20	2,28	4,15	604,10	3,38	529,19
10	19635	229,02	2,51	4,57	730,96	3,72	640,32
20	21420	249,84	2,76	5,02	869,90	4,06	762,04
30	23205	270,65	2,97	5,40	1020,93	4,40	894,33
40	24990	291,47	3,20	5,81	1184,03	4,74	1037,21
50	26775	312,29	3,43	6,23	1359,22	5,08	1190,68
60	28560	333,11	3,65	6,65	1546,49	5,41	1354,73
70	30345	353,93	3,88	7,06	1745,85	5,75	1529,36
80	32130	374,75	4,11	7,48	1957,28	6,09	1714,58
90	33915	395,57	4,34	7,89	2180,80	6,43	1910,38
100	35700	416,39	4,57	8,31	2416,40	6,77	2116,76



Se observa que con esta configuración se podría llegar a incrementar un 10% la potencia actual. Esta opción hace necesario introducir apoyos intermedios entre los originales debido a la reducción de sección del conductor. Se supondrá la opción de tener que intercalar  $\frac{1}{4}$  de los actuales apoyos, además se optará por un precio medio genérico de los apoyos a colocar Sabiendo que actualmente se tienen 64 apoyos:

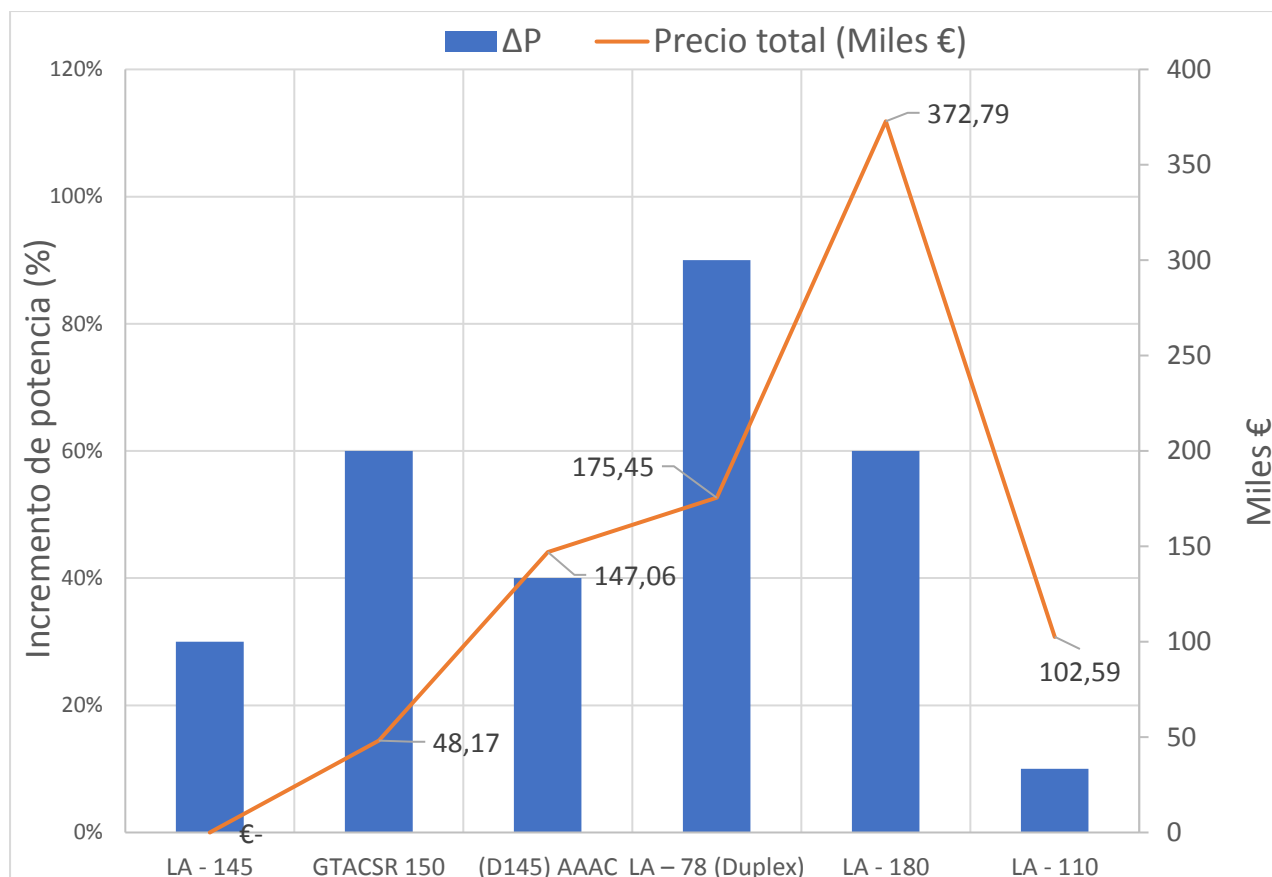
<i>Elemento</i>	<i>Precio (€)</i>	<i>Ud.</i>	<i>Precio total (€)</i>
<i>LA – 180</i>	1,23 (€/m)	12.194 (m)	14.998,62
<i>Apoyos</i>	3.200	16	51.200
<i>M³ excavación</i>	120	121,6	14.592
<i>M³ hormigonado</i>	223	97,6	21.794,8
TOTAL			102.585,42

### 6.3.6. Análisis económico de la línea de AT

Una vez analizadas todas las posibilidades dadas en la red de alta tensión para repotenciarla se recogen los datos obtenidos en la tabla 57 e ilustración 29:

<i>Opción</i>	$\Delta P$	<i>Precio total (€)</i>
<i>LA - 145</i>	30%	-
<i>GTACSR 150</i>	60%	48.166,30
<i>(D145) AAAC</i>	40%	147.059,64
<i>LA – 78 (Duplex)</i>	90%	175.445,48
<i>LA - 180</i>	60%	372.786,10
<i>LA - 110</i>	10%	102.585,42

**Tabla 57. Comparativa entre diferentes opciones de repotenciación de la línea (Fuente: Elaboración propia).**



**Ilustración 29. Comparativa entre diferentes opciones de repotenciación de la línea (Fuente: Elaboración propia).**

Se concluye que la opción que resulta más rentable desde el punto de vista económico es la instalación de conductor GTACSR en sustitución del LA – 145 actual. Aunque dependiendo del incremento de potencia que se quiera conseguir y la inversión que se quiera realizar la elección entre una opción u otra variará.

Cabe destacar la interesante idea de convertir la línea actual en dúplex si se quiere repotenciar con grandes incrementos de potencia ya que resultaría mucho más económico que las otras opciones desde el punto de vista de su inversión además del ahorro producido anualmente en pérdidas energéticas y económicas.

Tanto el coste de la ampliación de la línea como las pérdidas anuales en esta al incrementar la potencia de la línea se tendrán en cuenta en el análisis económico de los aerogeneradores del apartado 4.5 y 4.6.

## 7. DATOS A CONSIDERAR

Una vez analizado y estudiado todas las infraestructuras eléctricas que corresponden a un parque eólico aplicando la metodología desarrollada al parque Cañoneras I se obtienen los siguientes resultados:

- Se ha estudiado el beneficio obtenido por todas las alternativas de modelos de aerogenerador presentadas en el proyecto. La alternativa con mejores previsiones financieras a largo plazo será la del modelo Enercon E 82-E4 3000 kW con un beneficio/año de 820.686 €.
- Este será el aerogenerador que sustituirá a los aerogeneradores Gamesa G52 850 kW del parque actual. El parque deberá ser repotenciado en el año 20 para obtener la máxima rentabilidad posible.
- La subestación deberá ser remodelada debido a que el transformador actual es insuficiente una vez se repotencie el parque. Se optará por introducir un transformador en paralelo junto al actual de 10 MVA para hacer frente al incremento de potencia obtenido al repotenciar.
- La línea de alta tensión deberá ser remodelada y se sustituirá el conductor LA – 145 actual por un conductor GTACSR 150, de mejores prestaciones y con una mayor capacidad de carga de trabajo.

## *DOCUMENTO II. ANEXOS*

---

## **ANEXO I. CÁLCULO DE INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO: MÉTODO P.U**

Para el cálculo de las intensidades de cortocircuito relacionadas con la subestación se ha utilizado el método de representación de magnitudes en valores por unidad [50]. Esta herramienta se basa en la simplificación de los cálculos, siendo una metodología útil para la realización y resolución de sistemas eléctricos complejos.

Se trata básicamente de una metodología matemática que suele ser utilizada para realizar cálculos a escala o analizar el comportamiento de un sistema eléctrico sin necesidad de estudiarlo en su tamaño real.

Por todo esto, resulta ideal para representar simplificadaamente sistemas eléctricos de potencia compuestos por líneas de transmisión y distribución, generadores, transformadores, etc.

Sus ventajas principales son:

- Se eliminan los transformadores ideales como componente del circuito, así se evita tener que referir cantidades de un lado a otro de los transformadores del circuito a analizar.
- No será necesario identificar el tipo de conexión de cada transformador ( $\Delta$  o  $Y$ ).
- Se trabaja con tensiones a través del sistema de potencia cercanas a la unidad evitando magnitudes muy grandes.
- Se consigue reducir significativamente el uso de la  $\sqrt{3}$  en sistemas trifásicos.
- Las impedancias tanto de los transformadores como de los generadores pueden variar en un margen estrecho independientemente de su tamaño. Este hecho puede evitar el cometer grandes errores de cálculo.
- Los fabricantes normalmente detallan en sus equipos los resultados obtenidos en sus ensayos en valores por unidad.

## 1. Reactancias por unidad

Como primer paso se calcularán las reactancias por unidad de cada uno de los equipos de los que se compone la subestación: la línea de entrada, ambos transformadores de potencia, así como el transformador de servicios auxiliares y por último, las líneas de salida de la subestación.

Se tomará como potencia base 25 MVA, la cual corresponde a la potencia de entrada de la línea de Cañoneras I. Las ecuaciones a emplear para calcular las reactancias de cada componente serán:

Reactancia de línea de entrada y líneas de salida	$X = \frac{P_b}{S_{cc}}$	(30)
--	--------------------------	------

Reactancia de los transformadores	$X = \varepsilon_{cc} \frac{V^2}{S_n}$	(31)
--------------------------------------	--	------

Donde:

X: Reactancia de cada componente en valor por unidad

$P_b$ : Potencia base (MVA)

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito (MVA)

$\varepsilon_{cc}$ : Reactancia de cortocircuito del transformador (%)

$S_n$ : Potencia nominal del transformador (kVA)

$V^2$ : Tensión nominal del transformador (kV)

## 2. Reactancias de línea

Tanto en la línea de entrada como en las de salida se utilizará un valor de potencia de cortocircuito de 1000 MVA. Debido a que se utilizará el mismo valor de potencia de cortocircuito en todas las líneas las reactancias serán similares.

$$X = \frac{25}{1000} = 0,025j \text{ (p.u)} \quad (32)$$

## 3. Reactancias de los transformadores

Debido a que los transformadores de potencia y el transformador de servicios auxiliares no tiene ninguno las mismas características será necesario analizarlos uno a uno:

### 3.1. Transformador de potencia 1

Como se puede observar en la Tabla 35. Características TRAFO 1 se sabe que la potencia nominal de este transformador es 20 MV y su tensión de cortocircuito es del 12%. Por tanto, su reactancia será:

$$X = 0,012 \frac{55^2}{20 \times 10^3} = 0,00066j \text{ (p.u)} \quad (33)$$

### 3.2. Transformador de potencia 2

Como se puede observar en la Tabla 36. Características TRAFO 2 se conoce que la potencia nominal de este transformador es 10 MV y su tensión de cortocircuito es del 10%. Por tanto, su reactancia será:

$$X = 0,01 \frac{20^2}{10 \times 10^3} = 0,0004j \text{ (p.u)} \quad (34)$$

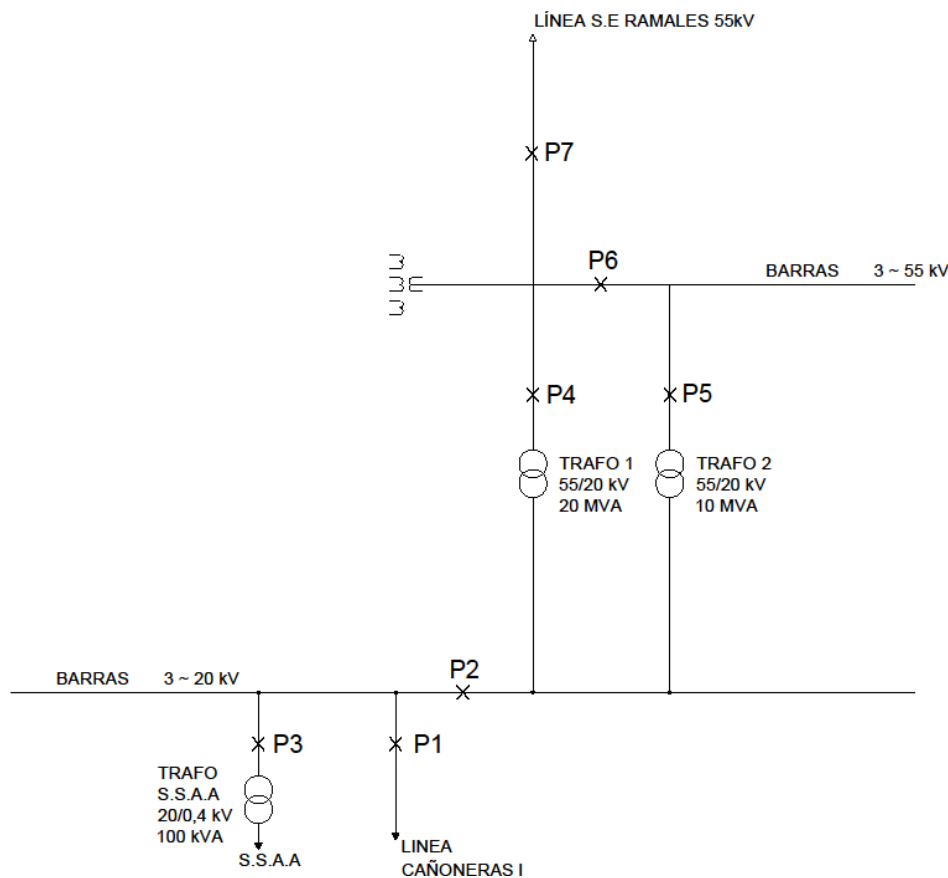
### 3.3. Transformador de servicios auxiliares

Como se puede observar en la Tabla 38. Características TRAFO SSAA se obtiene que la potencia nominal de este transformador es 100 kVA y su tensión de cortocircuito es del 4%. Por tanto, su reactancia será:

$$X = 0,04 \frac{20^2}{100} = 0,16j (p.u) \quad (35)$$

#### 4. Diagrama unifilar de impedancias equivalente

A continuación, se observan las impedancias equivalentes por unidad con el fin de simplificar los cálculos a la hora de obtener las reactancias por unidad en cada punto crítico señalado de la subestación.



**Ilustración 30. Puntos para el cálculo de cortocircuitos (Fuente: Elaboración propia).**



## 5. Impedancias de cortocircuito

Para conseguir la potencia de cortocircuito en los puntos señalados en la ilustración 30 será necesario obtener la reactancia por unidad en dichos puntos.

Impedancia en $P_1$	$X_1 = 0,025j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_2$	$X_2 = 0,025j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_3$	$X_3 = 0,16j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_4$	$X_4 = 0,025j + 0,00066j = 0,0256j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_5$	$X_5 = 0,025j + 0,0004j = 0,0254j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_6$	$X_6 = 0,025j + \frac{0,0256j \cdot 0,0254j}{0,0256j + 0,0254j} = 0,0377j \text{ (p.u)}$
Impedancia en $P_7$	$X_7 = 0,0377j + 0,025 = 0,0627j \text{ (p.u)}$

## 6. Potencias de cortocircuito

Una vez calculadas las reactancias por unidad se calculan las potencias de cortocircuito en cada punto.

Potencia de cortocircuito en $P_1$	$S_{cc1} = \frac{25}{0,025} = 1000 \text{ MVA}$
Potencia de cortocircuito en $P_2$	$S_{cc2} = \frac{25}{0,025} = 1000 \text{ MVA}$
Potencia de cortocircuito en $P_3$	$S_{cc3} = \frac{25}{0,16} = 156,25 \text{ MVA}$
Potencia de cortocircuito en $P_4$	$S_{cc4} = \frac{25}{0,0256} = 974,27 \text{ MVA}$

<b>Potencia de cortocircuito en <math>P_5</math></b>	$S_{cc5} = \frac{25}{0,0254} = 978,47 \text{ MVA}$
<b>Potencia de cortocircuito en <math>P_6</math></b>	$S_{cc6} = \frac{25}{0,0377} = 661,37 \text{ MVA}$
<b>Potencia de cortocircuito en <math>P_7</math></b>	$S_{cc6} = \frac{25}{0,0627} = 398,08 \text{ MVA}$

## 7. Corrientes de cortocircuito y de pico

Una vez conocida la potencia de cortocircuito en cada punto se calculan las intensidades de cortocircuito en cada uno de los tramos con la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_n} \quad (36)$$

Donde:

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito (kA)

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito (MVA)

$U_n$ : Tensión nominal (kV)

Las intensidades de pico se calculan con la ecuación:

$$I_{ch} = 1,8 \sqrt{2} I_{ccn} \quad (37)$$

Donde:

$I_{ch}$ : Intensidad de pico (kA).

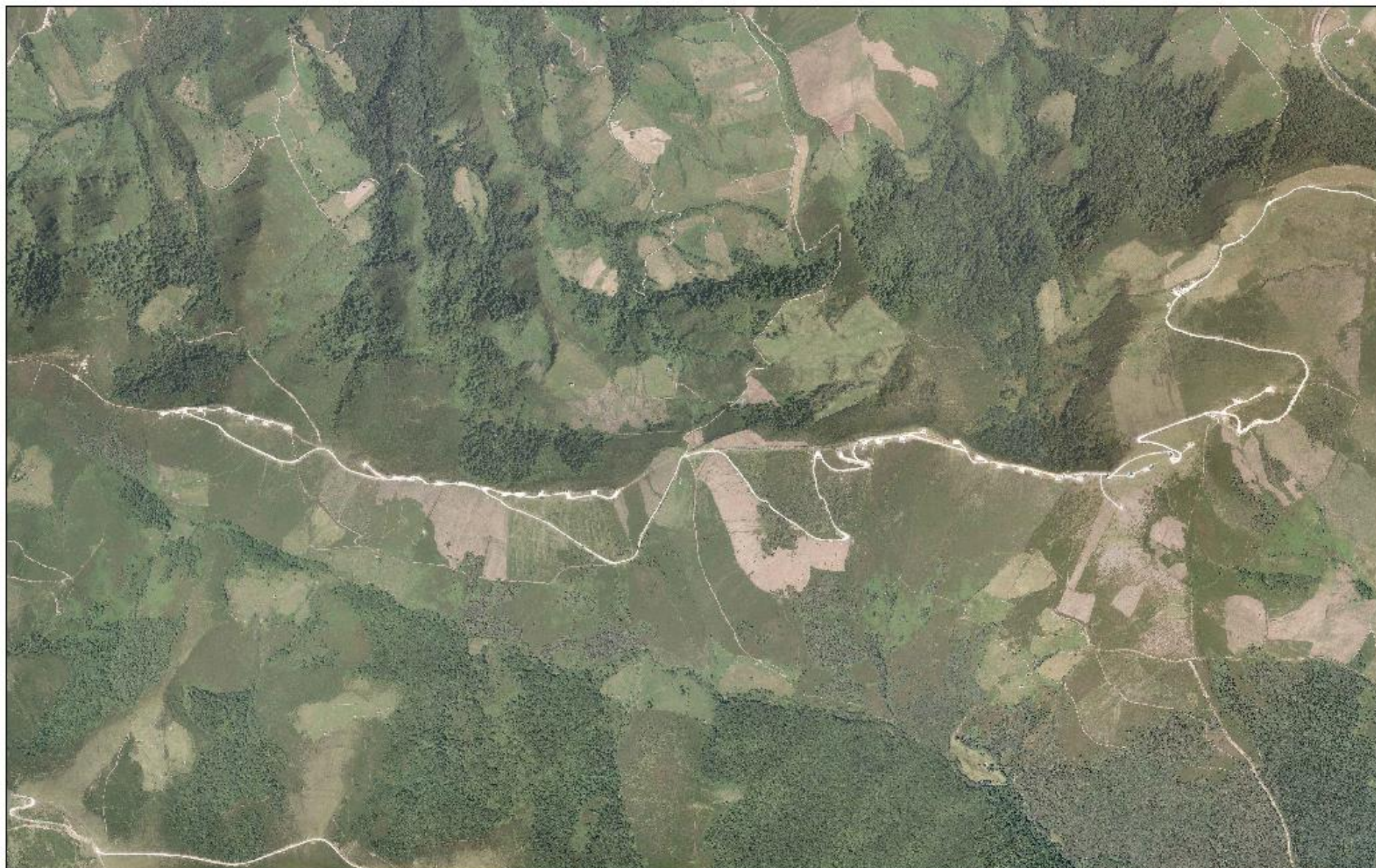
$I_{ccn}$ : Intensidad de cortocircuito en el punto n.

Aplicando la ecuación (36) y (36) en cada tramo se obtiene:

<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_1</math></b>	$I_{cc1} = 28,86 \text{ kA}$	$I_{ch1} = 73,46 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_2</math></b>	$I_{cc2} = 28,86 \text{ kA}$	$I_{ch2} = 73,46 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_3</math></b>	$I_{cc3} = 4,51 \text{ kA}$	$I_{ch3} = 11,48 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_4</math></b>	$I_{cc4} = 10,22 \text{ kA}$	$I_{ch4} = 26,03 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_5</math></b>	$I_{cc5} = 10,27 \text{ kA}$	$I_{ch5} = 26,14 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_6</math></b>	$I_{cc6} = 6,94 \text{ kA}$	$I_{ch6} = 17,66 \text{ kA}$
<b>Intensidad de cortocircuito en <math>P_7</math></b>	$I_{cc7} = 4,17 \text{ kA}$	$I_{ch7} = 10,63 \text{ kA}$

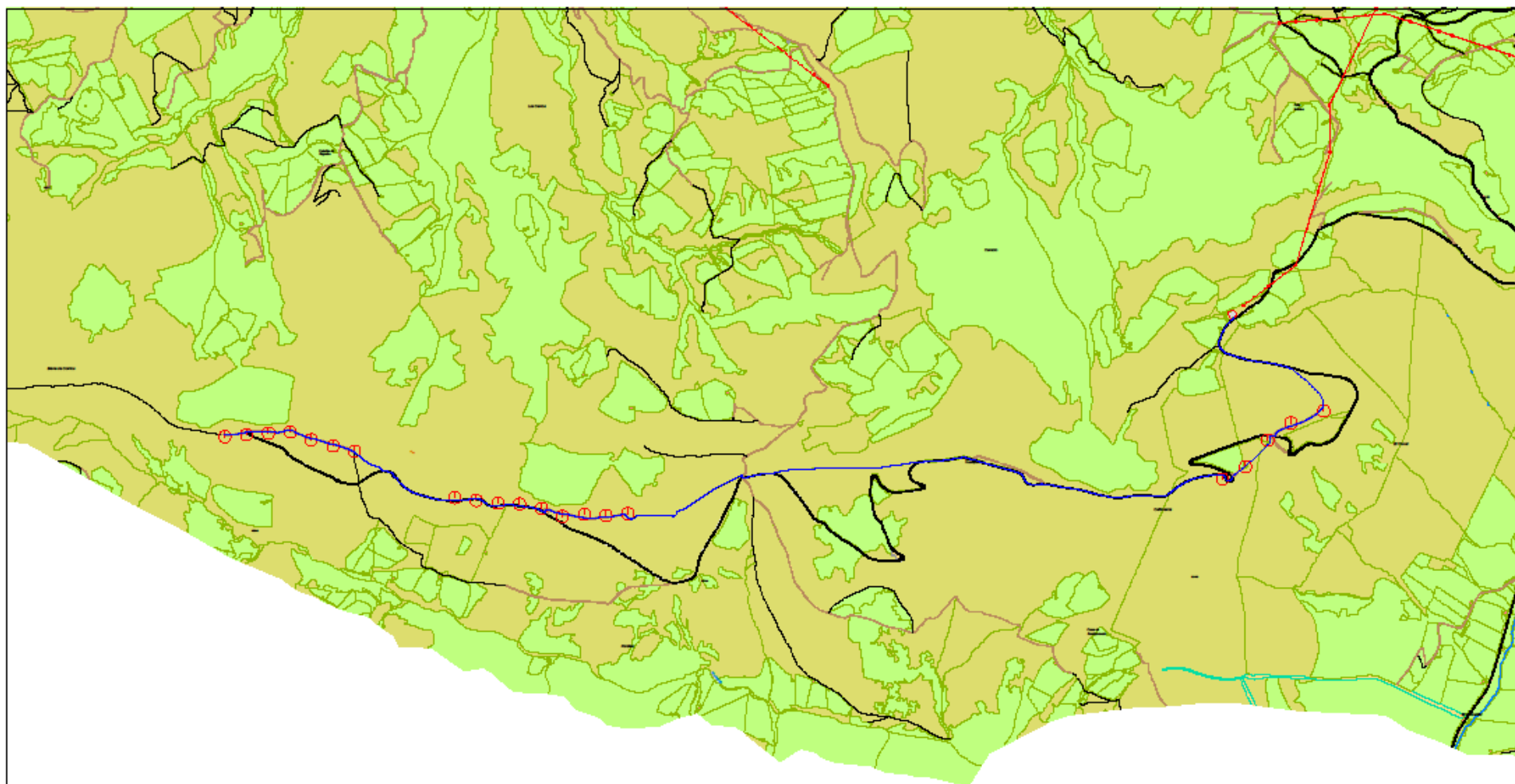
## *DOCUMENTO III. PLANOS*





---



		Grado en Ing. Eléctrica - Repotenciación Cañoneras I	Tipo de documento <b>Plano general</b>		Creado por: <b>Jorge González Iglesias</b>	
		E.T.S.I Industriales y T.	Título: Título suplementario  <b>Parque Eólico Cañoneras I Actual</b>		Aprobado por: <b>Inmaculada Fernández Diego</b>	Rev. <b>02</b>
 		Escala <b>1:20.000</b>		Referencia técnica: <b>Inmaculada Fernández Diego</b>		Edición <b>Es</b>
				Fecha <b>Julio 2019</b>	Nº de Plano <b>01</b>	Hoja <b>1/8</b>





-  Aerogenerador
-  Línea Eléctrica
-  Red de Media Tensión
-  Subestación Mt/At



Escala  
1:20.000

Grado en Ing. Eléctrica -  
Repotenciación Cañoneras I

E.T.S.I Industriales y T.



Tipo de documento

Plano general

Título, título suplementario

Parque Eólico Cañoneras I -  
Ubicación Actual de los  
Aerogeneradores

Creado por

Jorge González Iglesias

Aprobado por  
Inmaculada Fernández Illego

Rev.  
02

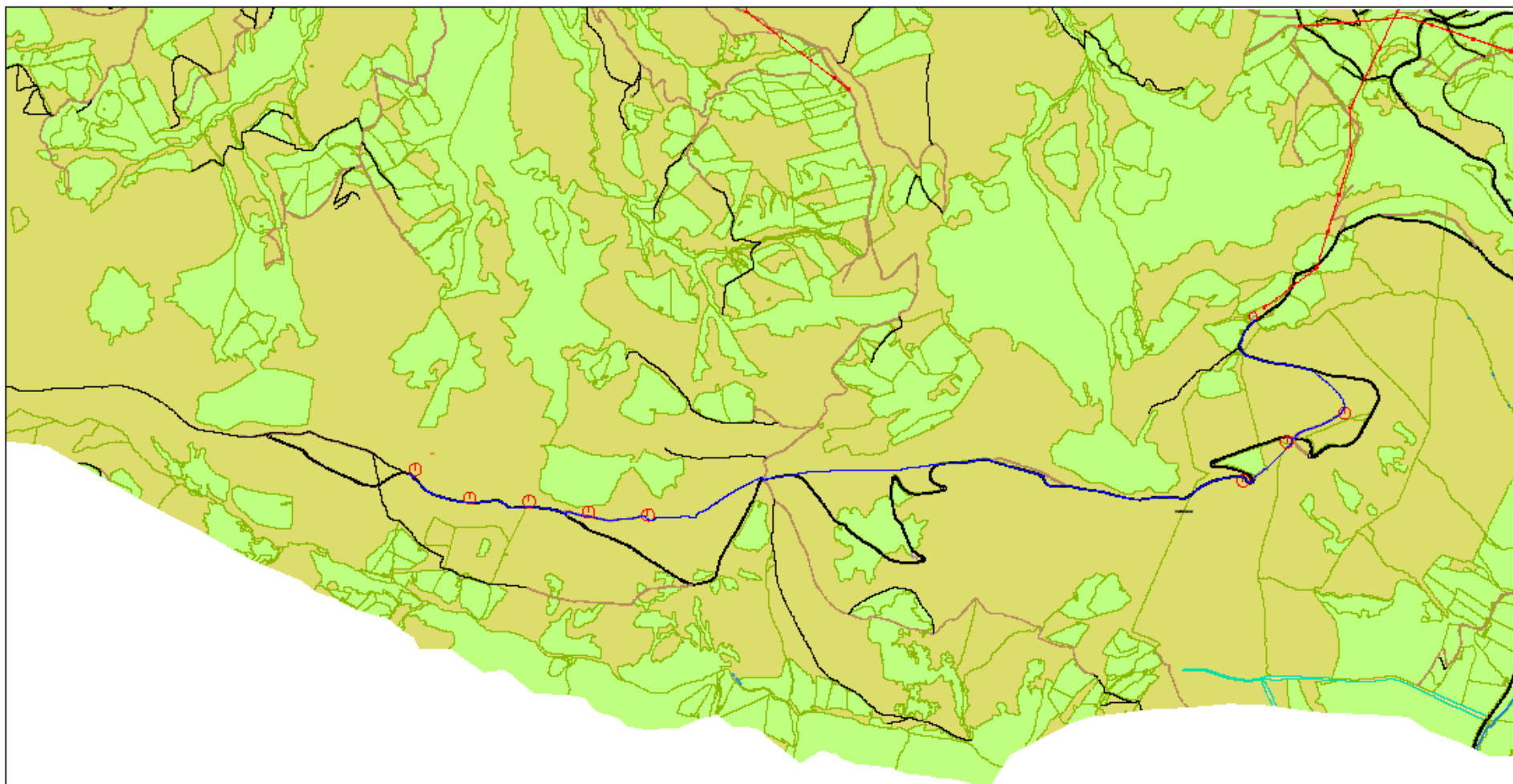
Referencia técnica  
Inmaculada Fernández Illego





Idioma  
Es

Fecha  
Julio 2019

Nº de Plano  
02

Hoja  
2/8



-  Aerogenerador
-  Línea Eléctrica
-  Red de Media Tensión
-  Subestación Mt/At



Escala  
1:20.000

Grado en Ingeniería Eléctrica -  
Repotenciación Cañoneras I

E.T.S.I Industriales y T.

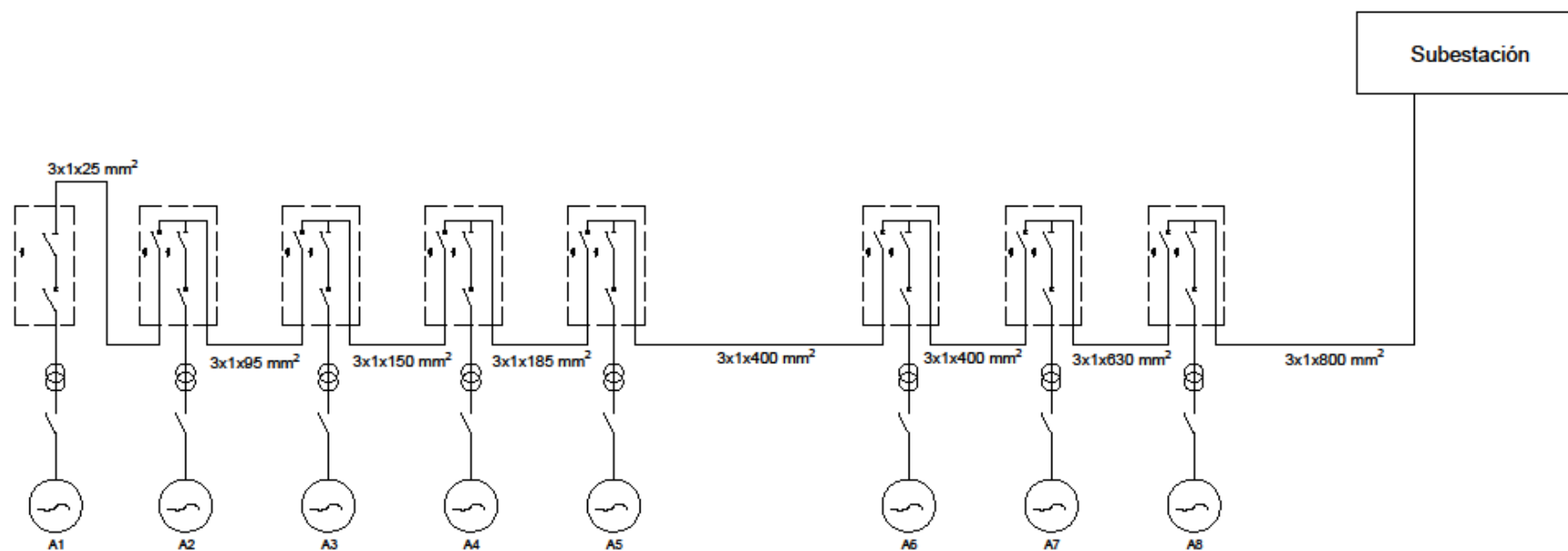
 

Tipo de documento  
Plano general


Título, Título suplementario  
Parque Cañoneras I  
Repotenciado - Ubicación  
de los Aerogeneradores

Creado por  
Jorge González Iglesias

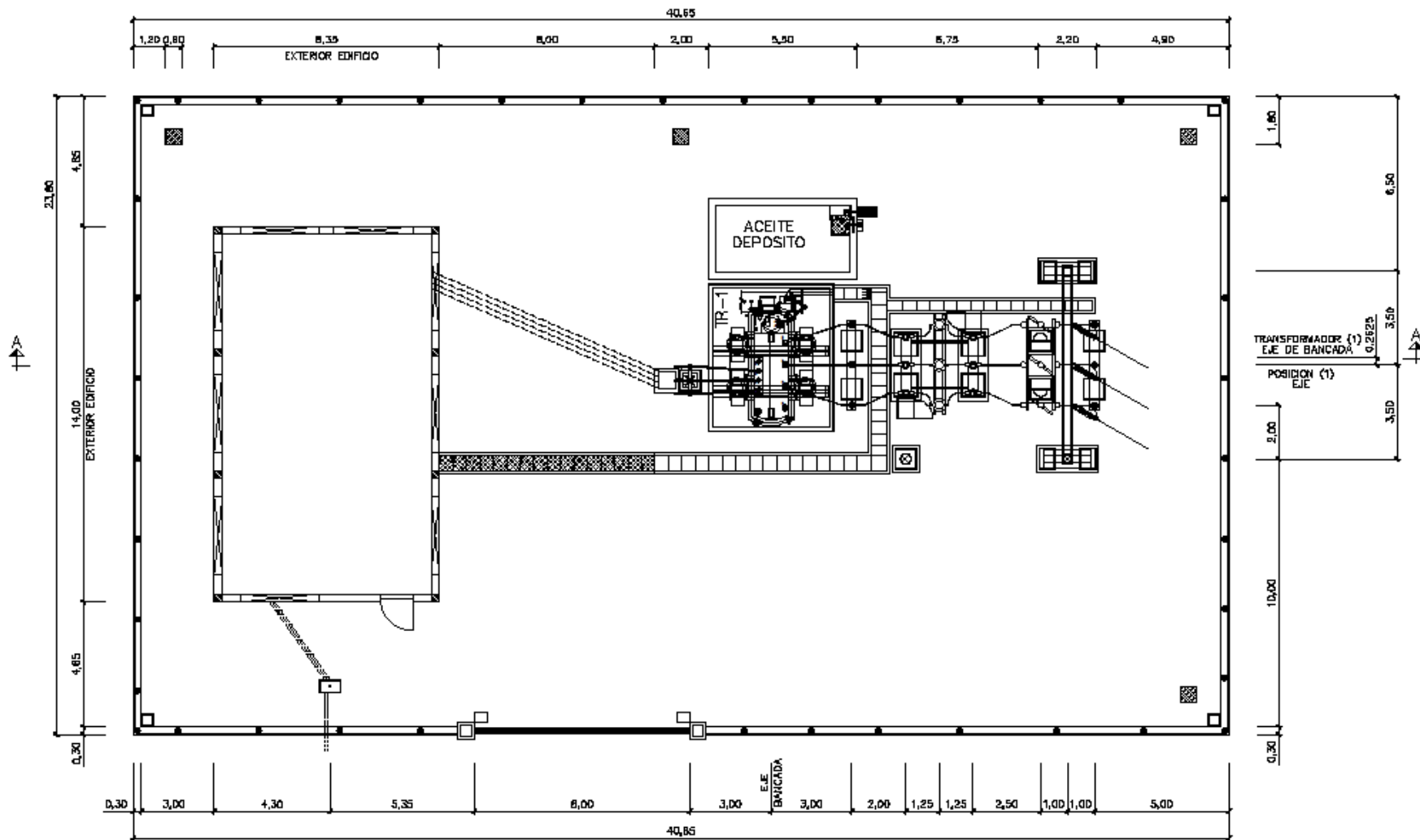
Aprobado por Inmaculada Fernández Olea	Rev. 02
Referencia técnica Inmaculada Fernández Olea	Edición Es
Fecha Julio 2019	Hoja 03 3/8



Escala S/E

Grado en Ing. Eléctrica - Repotenciación Cañoneras I	Tipo de documento <b>Diagrama Unifilar</b>	Creado por: <b>Jorge González Iglesias</b>
E.T.S.I Industriales y T.	Título. Título suplementario <b>Parque Cañoneras I Repotenciado - Red de Media Tensión</b>	Aprobado por: <b>Inmaculada Fernández Diego</b>
		Rev. <b>02</b>
		Idioma <b>Es</b>
		Fecha <b>Julio 2019</b>
		Nº de Plano <b>04</b>
		Hoja <b>4/8</b>



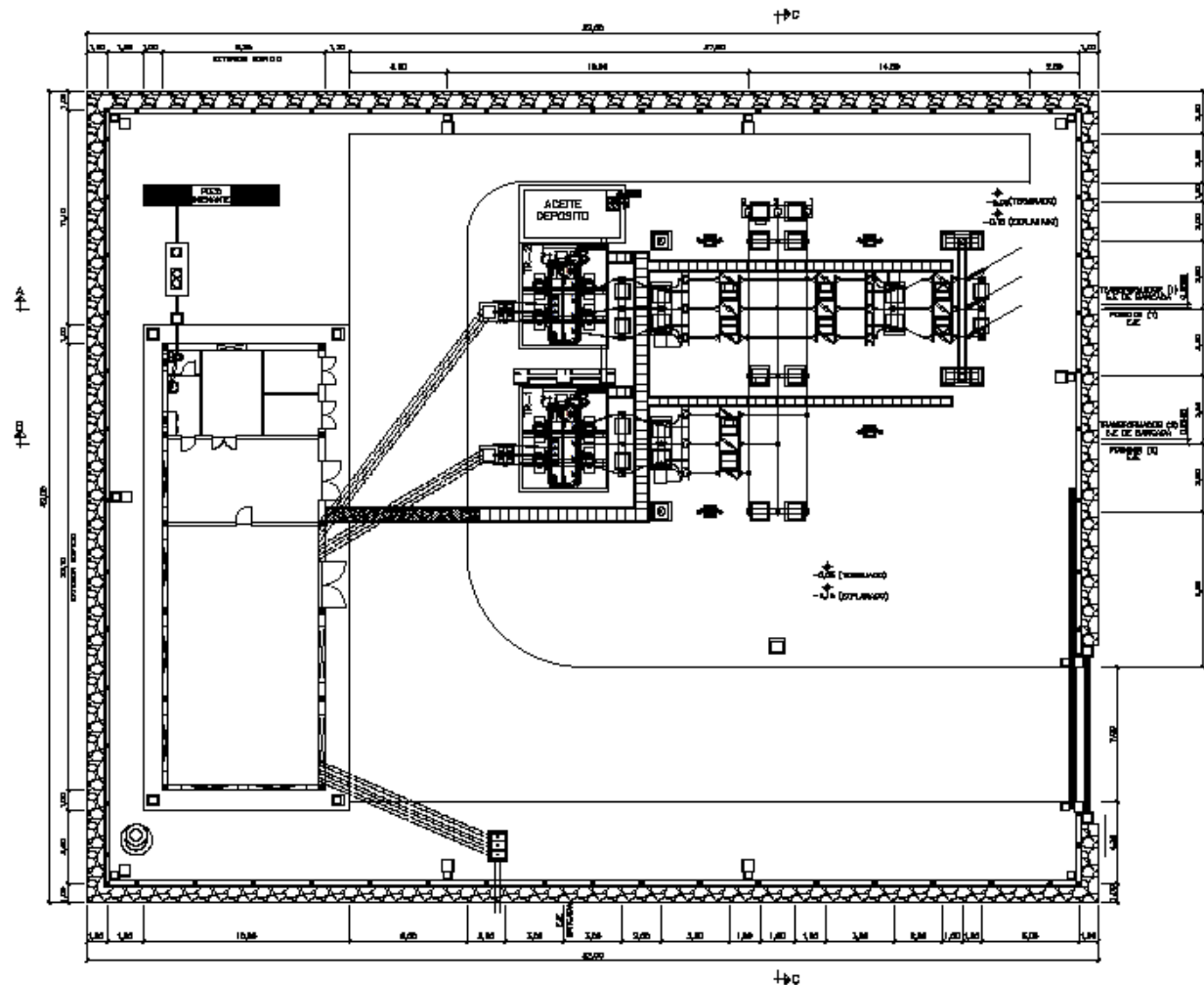


Escala  
1:150




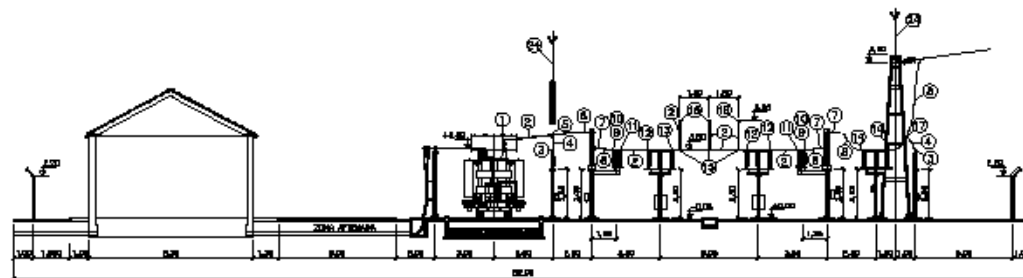
Tipo de documento  
Plano general  
Título, Título suplementario  
Subestación Actual  
Cañoneras I

Creado por  
Jorge González Iglesias  
Aprobado por  
Inmaculada Fernández Diego  
Referencia técnica  
Inmaculada Fernández Diego  
Fecha  
Julio 2019  
Nº de Plano  
05  
Hoja  
5/8

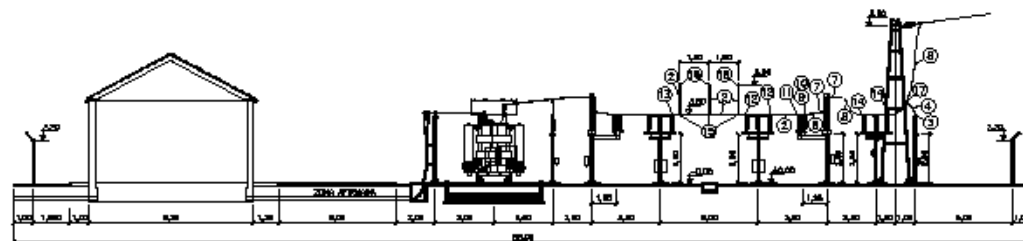


Escala  
1:250

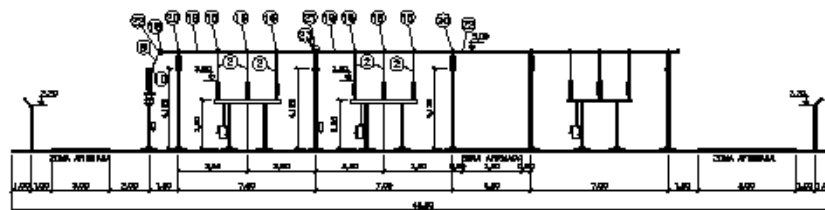
Grado en Ing. Eléctrica - Repotenciación Cañoneras I	Tipo de documento Plano general	Creado por Jorge González Iglesias
E.T.S.I Industriales y T.	Título Título suplementario	Aprobado por Inmaculada Fernández Diego
	Ampliación Subestación Cañoneras I - Planta	Referencia técnica Inmaculada Fernández Diego
		Fecha Julio 2019
		Nº de Plano 06
		Rev. 02
		Idioma Es
		Hoja 5/8



SECCION A-A



SECCION B-B



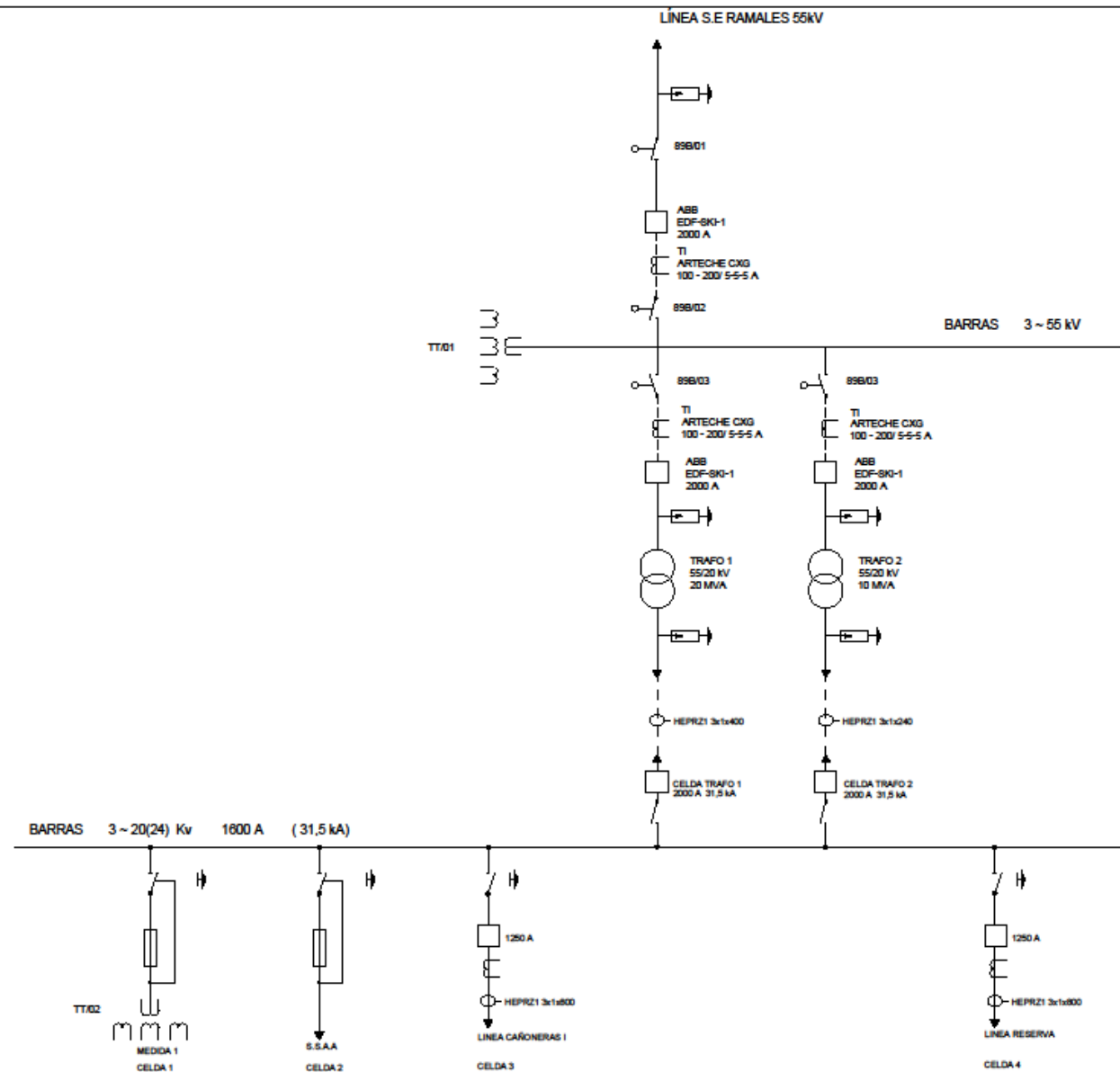
SECCION C-C

24	4	PARARRAYOS PUNTA FRANKLYN
23	8	TAPON PARA TUBO CON CABLE INTERIOR
22	6	TAPON FINAL PARA TUBO CON CABLE INTERIOR
21	3	CONECTOR RECTO FLEXIBLE UNION DE TUBOS #80 MONTADO SOBRE AISLADOR
20	6	SOPORTE RECTO PARA TUBO #80 MONTADO SOBRE AISLADOR
19	48	Mts TUBO AL #80/50 mm (Secc. 1.180 mm <sup>2</sup> ) (1.780 Amp.) (10,10 Mts. VANO)
18	3	DERIVACION EN T BIMETALICA A 45° DETUBO AL PASANTE #80 A CABLE Cu DERIVADO 240 mm <sup>2</sup>
17	6	DERIVACION EN T DE CABLES Cu 240 mm <sup>2</sup> A CABLE DE Cu 95 mm <sup>2</sup>
16	8	DERIVACION EN T BIMETALICA DE TUBO AL PASANTE #80 A TUBO Cu DERIVADO #30
15	6	DERIVACION EN T PARA TUBOS #30
14	12	CONECTOR A 90° DE BORNA #40 A CABLE Cu 240 mm <sup>2</sup>
13	6	CONECTOR 90° DE BORNA DE #40 A TUBO #30
12	15	CONECTOR 90° DE DILATACION DE BORNA DE #40 A TUBO #30
11	9	CONECTOR RECTO DE TUBO #30 A TUBO #30
10	9	CONECTOR 90° DE BORNA DE #30 A CABLE Cu 240 mm <sup>2</sup>
9	3	CONECTOR RECTO DE BORNA DE #30 A CABLE Cu 240 mm <sup>2</sup>
8	70	Mts CABLE DESNUDO COBRE 240 mm <sup>2</sup> (540A 51MVA)
7	15	CONECTOR RECTO DE PALA 100x100 A CABLE Cu 240 mm <sup>2</sup>
6	3	CONECTOR RECTO DE PALA 100x100 A TUBO #30
5	3	DERIVACION EN T DE TUBO DE #30 A CABLE Cu 95 mm <sup>2</sup>
4	9	Mts CABLE DESNUDO COBRE 95 mm <sup>2</sup>
3	9	TERMINAL RECTO DE PALA 80x80 A CABLE Cu 95 mm <sup>2</sup>
2	55	Mts TUBO Cu #30/20 mm (Secc. 388 mm <sup>2</sup> ) (942 Amp.) (7,10 Mts. VANO)
1	3	CONECTOR A 90° DE BORNA DE #30 A TUBO #30



Marca	Cant.	Denominación
Grado en Ing. Eléctrica - Repotenciación Cañoneras I		
E.T.S.I Industriales y T.		
Tipo de documento		
Plano de detalle		
Título, Título suplementario		
Subestación Ampliada Cañoneras I - Perfil		
Creado por		
Jorge González Iglesias		
Aprobado por		
Inmaculada Fernández Diego		
Referencia técnica		
Inmaculada Fernández Diego		
Fecha		
Julio 2019		
Nº de Plano		
07		
Rev.		
02		
Isolado		
Es		
Hoja		
7/8		

Escala  
1:100





Escala S/E

Grado en Ing. Eléctrica - Repotenciación Cañoneras I	Tipo de documento <b>Plano de Detalle</b>	Creado por: <b>Jorge González Iglesias</b>
E.T.S.I Industriales y T.	Título. Título suplementario <b>Diagrama Unifilar de la Subestación Ampliada Cañoneras I</b>	Aprobado por: <b>Inmaculada Fernández Diego</b>
		Rev. <b>02</b>
		Referencia técnica: <b>Inmaculada Fernández Diego</b>
		Es
		Fecha <b>Julio 2019</b>
		Nº de Plano <b>08</b>
		Hoja <b>8/8</b>

## *DOCUMENTO IV. MEDICIONES Y PRESUPUESTO*

---

## 1. MEDICIONES

### 1.1. Coste Aerogenerador

Código	Cantidad	Ud.	Resumen	Precio	Importe
1.1	8	Uds	Aerogenerador Enercon E-82- E4 /3000	2.346.666,67 €	21.120.000,00 €

### 1.2. Obra electromecánica

Código	Cantidad	Ud.	Resumen	Precio	Importe
2.1	8	Uds.	Centro de transformación 20/0,69 kV	5.351,81 €	43.166,3 €
2.2	6514,2	m	Conexión de C.T a subestación	247,38 €	1.596.485,71 €
2.3	1	Ud.	Subestación 55/20 kV	200.000 €	200.000 €
2.4	1	Ud.	Repotenciación línea de A. T	632.820,72 €	632.820,72 €
2.5	1	Ud.	Seguridad y salud	10.000 €	10.000 €

### 1.3. Obra civil

Código	Cantidad	Ud.	Resumen	Precio	Importe
3.1	4.485,56	m <sup>3</sup>	Accesos	35,67€	160.000 €
3.2	8	m	Instalación aerogeneradores	227,98 €	1.823.834,95 €
3.3	9.465,40	m <sup>3</sup>	Conexión aerogeneradores a subestación	25,44	240.800 €
3.4	9.005,59	m <sup>3</sup>	Reposición del terreno	23,23€	209.200 €

### 1.4. Puesta en marcha

Código	Cantidad	Ud.	Resumen	Precio	Importe
4.1	1	Uds.	Puesta en marcha de la instalación	35,67€	15.000 €

### 1.5. Gestión de residuos

Código	Cantidad	Ud.	Resumen	Precio	Importe
5.1	270,48	m <sup>3</sup>	Gestión de residuos derivados de la obra	18,67€	5.050 €

## 2. RESUMEN PRESUPUESTO DE LA REPOTENCIACIÓN

El presupuesto de ejecución necesario para hacer frente a la repotenciación del parque Cañoneras I será:

Capítulo	Importe
Coste Aerogeneradores	21.120.000,00 €
Obra electromecánica	2.482.422,73 €
Obra Civil	2.433.834,95 €
Puesta en marcha	15.000 €
Gestión de residuos	5.050 €
<b>Total ejecución material</b>	<b>26.056.307,68 €</b>
Otros Gastos (13%)	3.387.320,00 €
Beneficio Industrial (6%)	1.563.378,46 €
Beneficios del parque anterior (a restar de la inversión total)	- 12.260.777,41 €
<b>Ejecución por contrata</b>	<b>18.746.227,20 €</b>
I.V.A (21%)	3.936.707,71 €
<b>Ejecución total por contrata</b>	<b>22.682.934,91 €</b>

El presupuesto de la repotenciación del parque Cañoneras I asciende a ***Veintidós millones seiscientos ochenta y dos mil novecientos treinta y cuatro con noventa y un euros.***



## *BIBLIOGRAFÍA*

---

- [1] BALBÁS GARCÍA, F.J. *Perspectivas y posibles escenarios de las renovables en el sistema eléctrico español*. 2016. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10902/12560>
- [2] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA, AEE. [Última consulta: Mayo 2019]. Disponible en: <https://www.aeeolica.org>
- [3] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, GWEC. [Última consulta: Febrero 2019]. Disponible en: <http://gwec.net/publications/global-wind-report-2>
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. *Technology Roadmap - Wind Energy*. 2013. [Última consulta: Febrero 2019]. Disponible en: [http://iea.org/publications/freepublications/publication/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](http://iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf)
- [5] España. 2007. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *Boletín oficial del estado*, 26 de mayo, num. 126.
- [6] BALBÁS GARCÍA, F.J. *Marco y bases de diseño de un parque eólico para su repotenciación*. 2010. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10902/3741>
- [7] SURUS INVERSA. *Comercialización, desmantelamiento y demolición del Parque Eólico de Malpica de Bergantiños (A Coruña)* 2017. Disponible en: <http://www.surusin.com/success-stories/parque-eolico-malpica>
- [8] ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, EOI. *Máster en energías renovables y mercado. Repotenciación de parques eólicos*. 2011. Disponible en: <https://www.eoi.es/es/file/19539>
- [9] ROCA, J.A. *Los 10 mayores fabricantes de turbinas eólicas terrestres en 2018*. 2019. [Última consulta: Marzo 2019]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-terrestres-en-2018-vestas-goldwind-ge-y-siemens-gamesa-controlan-el-57-de-las-ventas-mundiales>
- [10] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA, IDAE. *Atlas eólico*. Madrid (España). [Último acceso: Abril 2019]. Disponible en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim>
- [11] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE. *Estadísticas del sistema eléctrico español*. Madrid (España). [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <https://www.ree.es/es>
- [12] ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). UNE-EN 61400-1:2006 /A1:2011: *Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño*. 2006. [Última consulta: Marzo 2019]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0048537>
-

- [13] SERRANO GONZÁLEZ, J. et al. Una nueva herramienta para el diseño óptimo de parques eólicos. 2014. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/229021875\\_Una\\_Nueva\\_Herramienta\\_para\\_el\\_Diseño\\_Optimo\\_de\\_Parques\\_Eolicos](https://www.researchgate.net/publication/229021875_Una_Nueva_Herramienta_para_el_Diseño_Optimo_de_Parques_Eolicos)
- [14] España. 2014. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *Boletín oficial del Estado*, 10 de mayo de 201, num. 140.
- [15] OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA, OMIE. *Evolución del mercado de la energía eléctrica*. 2019. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.omie.es/inicio/publicaciones>
- [16] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, CNMC. *Supervisión del funcionamiento y gestión del mercado eléctrico*. Madrid (España). [Última Consulta: Abril de 2019]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico>
- [17] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, INE. Madrid (España). [Última Consulta: Mayo de 2019]. Disponible en: <http://www.ine.es/>
- [18] España. 2017. Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017. *Boletín Oficial del Estado*, 22 de febrero de 2017, num. 45, p. 11543 – 12388
- [19] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, IRENA. *Renewable Power generation costs in 2018*. 2019. ISBN: 978-92-9260-126-3
- [20] ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE MANTENIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, AEMER. *Artículos de operación y mantenimiento 2018-2019*. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <https://aemer.org/ebook2018>
- [21] España. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de diciembre de 2012, num. 312.
- [22] España. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. *Boletín Oficial del Estado*, 6 de octubre de 2018, num. 242, p. 97430 – 97467.

- [23] BALBAS GARCÍA, F.J, ARANDA SIERRA, J. R, LOMBILLO VOZMEDIANO, I. et al. *The importance of energy efficiency and proposal of comparative analysis: practical case of lighting*. DYNA Energía y Sostenibilidad, 2015, vol. 4, no. 1, p.1-9. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7489>
- [24] REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN E ITC. Año 2019. *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Madrid. [Última consulta: Mayo 2019]. ISBN: 978-84-340-2546-2
- [25] ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). UNE 211435:2011: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica. 2011. [Última consulta: Marzo 2019]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0047370>
- [26] MESA. *Diseño y fabricación de soluciones energéticas en media y alta tensión*. [Ultimo acceso: Abril 2019]. Disponible en: <http://www.mesa.es/es/categoria/mtat-aplicaciones-renovables>
- [27] RODRÍGUEZ POZUETA, M. A. *Transformadores en Paralelo*. 2008. Curso 2015-2016 del Grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria.
- [28] LANDEIRA SUÁREZ, M et al. Parque eólico Cabo Vilano, primera repotenciación en Galicia de uno de los primeros parques eólicos gallegos. Cuadernos de energía, no 51, 2017. pp. 71-79. [Última consulta: Marzo 2019]. ISSN 1698-3009. Disponible en: [https://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca\\_/Publicaciones\\_Enerclub/Cuadernos/Art\\_CEN51](https://www.enerclub.es/frontNotebookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Cuadernos/Art_CEN51)
- [29] GAS NATURAL FENOSA. SIMON COMIN, P. *Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión*. 2011. ISBN: 9788492812868.
- [30] STCABLE. *Fabricación de conductores*. [Ultimo acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <https://es.sitongcable.com>
- [31] SAPREM. *S.A de preformados metálicos*. [Ultimo acceso: mayo 2019]. Disponible en: <http://saprem.com/productos/conductores-baja-flecha/conductores-de-baja-flecha-2>
- [32] GAMESA. *Catálogo Gamesa G52-850 kW*. 2007 [Ultimo acceso: Marzo 2019]. Disponible en: [www.wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Gamesa](http://www.wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Gamesa)
- [33] EÓLICA 2000 S.L. *Presupuesto del proyecto de ejecución del parque Cañoneras I*. 2008.
- [34] SIEMENS-GAMESA. *Fabricación de aerogeneradores y tecnologías renovables*. Vizcaya (España). [Ultimo acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.siemensgamesa.com>
-

- [35] VESTAS WIND SYSTEMS A/S. *Wind turbine solutions and services*. Aarhus (Dinamarca). [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.vestas.com>
- [36] ENERCON. *Construcción de aerogeneradores*. Aurich (Alemania). [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.enercon.de>
- [37] IMEFY GROUP. *Transformadores de potencia*. [Último acceso: Marzo 2019]. Disponible en: <http://www.imefy.com>.
- [38] ABB. *Transformadores*. [Último acceso: Marzo 2019]. Disponible en: <http://www.new.abb.com>
- [39] GENERAL CABLE, *Cable para líneas de alta, media y baja tensión*. [Último acceso: Febrero 2019]. Disponible en: <http://www.generalcable.com>
- [40] MADRAZO MAZA, A. Líneas e instalaciones eléctricas de A.T. Curso 2017-2018 del Grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria.
- [41] RAULL MARTÍN, J. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 1992. McGraw-Hill/Interamericana. ISBN: 9684222327.
- [42] España. 2014. Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. *Boletín Oficial del Estado*, 9 de junio de 2014, num. 139, p. 43598 – 43728.
- [43] VIESGO RENOVABLES S.L. *Proyecto de ejecución de parque eólico El Marquesado de potencia total 24 MW, en T.M. de Puerto Real y Chiclana de la Frontera*. Cádiz (España). 2018. Disponible en: [https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite\\_informacion\\_publica/18/03/Proyecto%20AT7275\\_04%20CA.pdf](https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/18/03/Proyecto%20AT7275_04%20CA.pdf)
- [44] E-ON DISTRIBUCIÓN. *Proyecto tipo de subestaciones con aparamenta convencional*. 2013. Disponible en: <http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/eon/ye-seco.01.pdf>
- [45] España. Expediente A T -46-03. *Boletín Oficial del Estado*, 2 de mayo de 2006, num. 104, p. 4496 – 4498.
- [46] IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. N I 54.63.01: *Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión*. 2018. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/iberdrola/proy/2019/NI\\_54.63.01\\_Ed8\\_nov18.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/iberdrola/proy/2019/NI_54.63.01_Ed8_nov18.pdf)
- [47] TREFILADOS DE NAVARRA S.A, TREFINASA. Catálogo conductores desnudos. 2016. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.trefinasa.com/es/conductores-aereos-desnudos/#tab-id-1>
-

- [48] INDUSTRIAS MECÁNICAS DE EXTREMADURA S.A, IMEDEXA. *Catálogo general de apoyos metálicos adaptado a las exigencias del nuevo Reglamento de Líneas de Alta Tensión*. 2009. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: <http://www.imedexsa.es/public>
- [49] J-POWER SYSTEMS CORP. *Catálogo conductores GTACSR*. 2005. [Último acceso: Mayo 2019]. Disponible en: [http://www.jpowers.co.jp/english/product/oerhead\\_alum.html](http://www.jpowers.co.jp/english/product/oerhead_alum.html)
- [50] BALBÁS GARCÍA, F.J. Líneas e instalaciones eléctricas de A.T, *método p.u*. Curso 2017-2018 del Grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria.